



Universidade Federal
do Rio de Janeiro

Escola Politécnica

**MÉTODO DOS VOLUMES FINITOS APLICADO AO
ESCOAMENTO BIFÁSICO ÓLEO-ÁGUA EM RESERVATÓRIOS
DE ÓLEO CONSIDERANDO EFEITOS DE AQUECIMENTO NO
POÇO PRODUTOR**

HEITOR GONÇALVES HARTMANN

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia do Petróleo da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientador: Prof. Paulo Couto, Dr. Eng.

Rio de Janeiro
Fevereiro de 2011

Hartmann, Heitor Gonçalves

Método dos Volumes Finitos Aplicado ao escoamento Bifásico Óleo-Água em Reservatórios de Óleo Considerando Efeitos de Aquecimento no Poço Produtor/ Heitor Gonçalves Hartmann. – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2011.

xv, 106 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Paulo Couto

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/ Curso de Engenharia do Petróleo, 2011.

Referências Bibliográficas: p..104-105

1. Simulação Numérica. 2. Engenharia de Reservatórios. 3. Volumes Finitos . I. Couto, Paulo *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia do Petróleo. III. Título.

Dedicatória

Dedico este trabalho a minha mãe Lucia e meu pai Waldemar, por sempre estarem ao meu lado acreditando na minha capacidade de vencer os desafios propostos pela vida.

A Região Serrana do Estado do Rio de Janeiro, e em especial a minha sempre maravilhosa cidade de Nova Friburgo. Terra de um povo guerreiro e batalhador, que com fé em Deus e muito trabalho está reconstruindo a cidade que foi devastada, no dia 12 de janeiro de 2011, pelo maior desastre natural registrado na história do Brasil. Muitas foram às perdas, mas o orgulho de ser friburguense continua intacto.

Agradecimentos

A Santíssima Trindade. Ao Deus Pai, criador do Universo, de todas as coisas visíveis e invisíveis. Ao Deus Filho, Jesus Cristo, Salvador do Mundo e motivo maior de nossas vidas. Ao Deus Espírito Santo, o Paráclito, nosso defensor e que nos cumula de fé para superarmos as adversidades do dia-a-dia.

A Nossa Senhora e a Santa Rita de Cássia, minhas maiores intercessoras junto a Deus. Por intermédio Delas minhas súplicas sempre foram atendidas.

A meus pais, por todo apoio afetivo e financeiro, pois sem eles o meu sonho de se tornar Engenheiro de Petróleo não seria realizado.

À UFRJ, que me deu a honra de colocar meu nome na sua história e a todos os professores, por sua dedicação e empenho, em especial ao professor e amigo Paulo Couto, que sem a sua grande colaboração neste projeto nada disso seria possível.

À Schlumberger, empresa que acreditou na minha capacidade e cedeu sua suíte de softwares, para realização deste trabalho. É um prazer fazer parte desta empresa.

A toda a minha família, que me acompanhou nesta difícil caminhada e me proporcionou momentos de felicidade, onde a rotina repleta de matérias e responsabilidades era trocada por muito lazer e diversão.

A meus amigos, excelentes ouvintes das minhas inúmeras reclamações diárias. A eles, meu muito obrigado pela paciência e compreensão em todas as horas.

Ao meu cachorro Titã, um amigo verdadeiro e fiel, que com sua energia positiva e um olhar fascinante foi capaz de me ajudar a enxergar a vida de uma maneira simples e feliz.

*“ A mente que se abre a uma nova idéia jamais
voltará ao seu tamanho original”*

Albert Einstein

*“ Combati o bom combate, completei a corrida,
guardei a fé”*

2 Timóteo 4:7

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro do Petróleo.

Método dos Volumes Finitos Aplicado ao Escoamento Bifásico Óleo-Água em Reservatórios de Óleo Considerando Efeitos de Aquecimento no Poço Produtor

Heitor Gonçalves Hartmann

Fevereiro/2011

Orientador: Prof. Paulo Couto, Dr. Eng.

Curso: Engenharia de Petróleo

A indústria do petróleo vem conhecendo ao longo deste século XXI uma nova realidade na exploração e produção desta riqueza tão importante para o desenvolvimento da sociedade contemporânea. Há uma necessidade iminente de se aplicar métodos de recuperação avançada em conjunto com métodos de recuperação secundária a fim de que se possa aumentar o fator de recuperação de determinados campos e garantir, assim, o suprimento da demanda mundial. Nesse trabalho foi realizada uma revisão bibliográfica sobre os principais métodos térmicos que, em conjunto com outros métodos, são responsáveis pelo incremento considerável na produção de petróleo. Apresentaram-se as propriedades básicas de um reservatório, que serviram de alicerce para derivação das equações do escoamento óleo-água bem como da equação da energia. Estas foram discretizadas com base no método dos volumes finitos para reservatórios bidimensionais. Além disto, para otimizar o procedimento foi aplicado o método IMPES ao sistema óleo-água. As equações foram implementadas no Mathematica 7 sendo feita uma análise de convergência para em seguida ocorresse a validação através do Petrel e do simulador ECLIPSE. Visou-se por fim analisar os resultados da recuperação através de duas alternativas: injeção de água e injeção de água e mais calor, com o objetivo de verificar o método que oferece uma maior produção acumulada ao fim da simulação, levando em consideração ainda a sua viabilidade de aplicação

Palavras-chave: Simulação Numérica, Engenharia de Reservatórios, Volumes Finitos, Método IMPES, Escoamento bifásico.

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Petroleum Engineer.

Finite Volume Method Applied to the Oil-Water Two-Phase Flow in Oil Reservoirs
Considering Heating Effects in the Producer Well

Heitor Gonçalves Hartmann

February/2011

Advisor: Paulo Couto, Dr. Eng.

Course: Petroleum Engineering

The oil industry has come to know through this 21st century a new reality in the exploration and production of this asset which is so important for the development of modern society. There is a need to apply enhanced recovery methods alongside secondary recovery aiming to increase the recovery factor of certain fields and thus ensure the supply of world demand. In the present work a review was made on the main thermal methods that, alongside other methods, are responsible for the considerable increase in oil production. The basic properties of a reservoir are presented, which serve as the basis for the derivation of the oil-water flow equations as well as the energy equation. These were discretized based on the finite volumes method for two-dimensional reservoirs. Furthermore, in order to optimize the procedure, the IMPES method was applied. The equations were implemented in Mathematica 7, with a convergence analysis being made for the validation through Petrel and the ECLIPSE simulator. At last, the recovery results were analyzed through two alternatives: injection of water and of water plus heat, with the objective of verifying the method which offers the largest cumulative production at the end of simulation, still taking into account its feasibility.

Keywords: Numerical Simulation, Reservoir Engineering, Finite Volume Method, IMPES Method, Two Phase Flow.

Sumário

LISTA DE FIGURAS.....	X
LISTA DE TABELAS.....	XII
NOMENCLATURA.....	XIII
1 INTRODUÇÃO.....	1
1.1 OBJETIVOS E MOTIVAÇÃO.....	2
1.2 ESTRUTURAÇÃO DO TRABALHO.....	4
2 MÉTODOS TÉRMICOS.....	5
2.1 CARACTERÍSTICAS DOS MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA.....	5
2.2 EFICIÊNCIA DE RECUPERAÇÃO.....	7
2.3 PRINCIPAIS MÉTODOS TÉRMICOS.....	8
2.4 COMBUSTÃO NA SUPERFÍCIE.....	9
2.4.1 <i>Injeção Cíclica de Vapor</i>	9
2.4.2 <i>Injeção Contínua de Vapor</i>	11
2.4.3 <i>Injeção de Água Quente</i>	13
2.4.4 <i>Inovações Tecnológicas da Injeção de Vapor - SAGD6</i>	
2.5 COMBUSTÃO <i>IN SITU</i>	16
2.5.1 <i>Inovações Tecnológicas para Combustão “In Situ”</i>	19
2.6 AQUECIMENTO ELETROMAGNÉTICO.....	19
2.7 SUMÁRIO.....	21
3 ESCOAMENTO DE FLUIDOS EM MEIOS POROSOS.....	22
3.1 CONCEITOS FUNDAMENTAIS.....	22
3.1.1 <i>Propriedade das Rochas</i>	22
3.1.1.1 <i>Porosidade</i>	23
3.1.1.2 <i>Permeabilidade</i>	23
3.1.2 <i>Propriedade do Fluidos</i>	25
3.1.2.1 <i>Saturação dos Fluidos no meio poroso</i>	25
3.1.2.2 <i>Viscosidade</i>	25
3.1.2.3 <i>Pressão Capilar</i>	26
3.1.2.4 <i>Mobilidade e Razão de Mobilidade</i>	27
3.1.2.5 <i>Fator Volume Formação</i>	27
3.2 EQUAÇÕES GERAIS DE FLUXO EM MEIOS POROSOS.....	28
3.2.1 <i>Lei da Conservação de massa ou equação da continuidade</i>	28

3.2.2	<i>Lei de Darcy</i>	31
3.2.3	<i>Equação de Estado</i>	32
3.2.4	<i>Equação da Difusividade Hidráulica</i>	33
3.3	EQUAÇÃO DA ENERGIA.....	37
3.5	SUMÁRIO.....	38
4	METODOLOGIA DE SOLUÇÃO	39
4.1	EQUAÇÕES DE FLUXO	39
4.1.1	<i>Óleo-Água</i>	39
4.1.2	<i>Energia</i>	42
4.2	ESCOLHA DO MÉTODO NUMÉRICO	44
4.3	MÉTODO DOS VOLUMES FINITOS (MVF) APLICADO AS EQUAÇÕES ÓLEO-ÁGUA.....	45
4.3.1	<i>Discretização da Equação Para a Fase Óleo</i>	47
4.3.2	<i>Discretização da Equação Para a Fase Água</i>	50
4.4	MÉTODO IMPES (IMPLICIT PRESSURE EXPLICIT SATURATION)	52
4.5	MÉTODO IMPES PARA O MODELO DE FLUXO BIDIMENSIONAL ÓLEO-ÁGUA.....	54
4.6	DISCRETIZAÇÃO DA EQUAÇÃO DA ENERGIA.....	57
4.7	OBTENÇÃO DO SISTEMA LINEAR DE EQUAÇÕES.....	62
4.8	SUMÁRIO.....	64
5	ESTUDO DE CASO – DISCUSSÃO DE RESULTADOS	66
5.1	DADOS DE ENTRADA DO MODELO DE SIMULAÇÃO.....	67
5.1.1	<i>Propriedades da Rocha</i>	67
5.1.2	<i>Propriedades dos Fluidos</i>	68
5.1.3	<i>Localização dos Poços</i>	70
5.1.4	<i>Controle de Poço</i>	71
5.2	ANÁLISE DE CONVERGÊNCIA – ESCOLHA DO GRID DE SIMULAÇÃO	71
5.3	VALIDAÇÃO DO MODELO.....	81
5.4	APLICAÇÃO DA EQUAÇÃO DA ENERGIA AO RESERVATÓRIO.....	90
5.4.1	<i>Alternativa 1: Injeção de Água</i>	91
5.4.2	<i>Alternativa 2: Injeção de Água + Injeção de Calor</i>	96
5.5	SUMÁRIO.....	100
6	CONCLUSÕES E PRÓXIMOS PASSOS	101
7	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	103

Lista de Figuras

Figura 1.1. Gráfico Comparativo das Reservas Provadas de Petróleo entre 1980 e 2009 [1]	2
Figura 1.2 Gráfico Comparativo dos Fatores de Recuperação [11].....	3
Figura 2.1. Esquema do Processo de injeção cíclica de vapor [2].....	11
Figura 2.2. Esquema do Processo de injeção contínua de vapor [2].....	12
Figura 2.3. Esquema do Processo de injeção de água quente [29].....	13
Figura 2.4. Esquema Gráfico Comparativo entre os Métodos de Injeção de Vapor, Água Quente e Água Fria [13]	15
Figura 2.5. Esquema do Processo de SAGD [2]	16
Figura 2.6. Esquema do Processo de Combustão in situ [16].....	17
Figura 2.7. Esquema do Processo de Combustão in situ – THAI [18].....	19
Figura 2.8. Esquema do Processo de Aquecimento Eletromagnético [5]	20
Figura 3.1. Gráfico das permeabilidades relativas versus S_w [24]	24
Figura 3.2. Analogia entre o modelo de tubos capilares e a curva de pressão capilar de um reservatório [24].....	26
Figura 3.3. Fluxo de fluido através de uma célula	29
Figura 3.4. Esquema do experimento de Darcy [7]	32
Figura 4.1. A Tarefa do Método Numérico	45
Figura 4.2. Malha Computacional Bidimensional	46
Figura 4.3. Comportamento da função interpolação dada pela Equação (61) [14].....	48
Figura 4.4. Esquema do Método IMPES (Implicit Pressure Explicit Saturation)	53
Figura 4.5. Discretização de um domínio regular 4x4	62
Figura 5.1. Gráfico das permeabilidades relativas <i>versus</i> S_w do modelo.....	68
Figura 5.2. Gráfico da Pressão Capilar <i>versus</i> S_w do modelo	70
Figura 5.3 Representação do Grid e localização dos poços.....	70
Figura 5.4. Processo de “Upscaling”	72
Figura 5.5 Discrepância Relativa para “Time Step” de 15 dias.....	74
Figura 5.6 Discrepância Relativa para “Time Step” de 30 dias.....	74
Figura 5.7 Discrepância Relativa para “Time Step” de 45 dias.....	75
Figura 5.8 Discrepância Relativa para “Time Step” de 60 dias.....	75
Figura 5.9 Discrepância Relativa para “Time Step” de 90 dias.....	75
Figura 5.10 Gráfico da Produção Acumulada para os diferentes “time steps” (I).....	77
Figura 5.11 Gráfico da Produção Acumulada para os diferentes “time steps” (II).....	78
Figura 5.12 Gráfico da Produção Acumulada para os diferentes “time steps” (III).....	78

Figura 5.13 Gráfico da Produção Acumulada e tempo de simulação para "time step de 30 dias.....	79
Figura 5.14 Gráfico da Produção Acumulada e tempo de simulação para "time step de 15 dias.....	80
Figura 5.15 Figura da Estrutura do Reservatório	81
Figura 5.16 Fluxo de Trabalho do Petrel/ECLIPSE	82
Figura 5.17 Gráfico das Pressões simuladas no Mathematica.....	84
Figura 5.18 Gráfico das Pressões simuladas no ECLIPSE	84
Figura 5.19 Gráfico das Vazões simuladas no Mathematica.....	85
Figura 5.20 Gráfico das Vazões simuladas no ECLIPSE	85
Figura 5.21 Comparação do Avanço da Frente de Água no Reservatório após 5 anos de Simulação.....	86
Figura 5.22 Gráfico Comparativo da Produção de Óleo acumulada.....	87
Gráfico Comparativo da Injeção de Água acumulada	87
Figura 5.24. Análise do Comportamento dos Resultados no Mathematica	89
Figura 5.25 Gráfico do Volume de Óleo Recuperado e Fator de recuperação para diferentes vazões	93
Figura 5.26 Saturações no Reservatório após 5 anos de Simulação	95
Figura 5.27 Gráfico das Diferenças de Produção alcançada pelas duas alternativas .	97
Figura 5.28 Gráfico do Balanço Energético do Método	99

Lista de Tabelas

Tabela 2.1. Propriedades do óleo para a aplicação dos diferentes Métodos de EOR [27]	6
Tabela 2.2. Características do reservatório para aplicação dos diferentes Métodos de EOR [27].....	7
Tabela 5.1. Propriedades da Rocha Reservatório.....	67
Tabela 5.2. Propriedades Iniciais do Fluido	69
Tabela 5.3. Controle de Poço	71
Tabela 5.4. Controle de Poço – Análise de Convergência	73
Tabela 5.5. Malhas de simulação consideradas.....	79
Tabela 5.6. Dados da Estrutura do Reservatório	81
Tabela 5.7. Controle de poço – Validação do Método.....	83
Tabela 5.8. Controle de Poço para Injeção de Água.....	91
Tabela 5.9. Volume de Óleo Recuperado e Fator de Recuperação para a Injeção de Água.....	93
Tabela 5.10. Controle de Poço para Injeção de Água e Calor.....	96
Tabela 5.11. Resultados da Injeção de Água mais Calor.....	97
Tabela 5.12. Ganho Real de Produção.....	99

Nomenclatura

A	Área	$[m^2]$
A	Coefficientes do sistema linear de equações discretizadas	$[(Pa.s)^{-1}]$
B	Fator volume-formação	$[m^3/m^3 \text{ std}]$
B	Coefficientes do sistema linear de equações discretizadas	$[s^{-1}]$
C_{ow}, C_{ww}	Coefficientes do sistema linear de equações discretizadas	$[s^{-1}]$
C_{op}, C_{wp}	Coefficientes do sistema linear de equações discretizadas	$[(Pa. s)^{-1}]$
c	Compressibilidade	$[Pa^{-1}]$
D	Domínio	$[]$
D_{cow}	Coefficientes do sistema linear de equações discretizadas	$[s^{-1}]$
h	Espessura	$[m]$
k	Permeabilidade	$[m^2]$
f	função	$[]$
F	Força	$[N]$
L	Comprimento	$[m]$
m	Massa	$[kg]$
M	Razão de Mobilidade	$[]$
p	Pressão	$[Pa]$
q	Vazão	$[m^3/d]$
S	Saturação	$[]$
T	Temperatura	$[^{\circ}F]$
t	Tempo	$[s]$
u	Velocidade na direção x	$[m/s]$
v	Velocidade na direção y	$[m/s]$
V	Volume	$[m^3]$
FR	Fator de Recuperação	$[]$
$VOIP$	Volume de Óleo <i>in place</i>	$[m^3]$

Símbolos Gregos:

Δ	Diferença	[]
σ	Tensão Interfacial	[N/m ²]
ϕ	Porosidade	[]
μ	Viscosidade	[Pa.s]
ρ	Massa específica	[kg/m ³]
γ	Peso específico	[N/m ³]
λ_i	Mobilidade	[]
τ	Transmissibilidade	[(Pa.s) ⁻¹]

Subscritos:

() _b	Bolha
() _c	Capilar
() _i	fase
() _e	leste
() _f	Fase formação
() _H	fonte
() _n	norte
() _o	óleo
() _s	sul
() _T	Isotérmico
() _w	água/oeste
() _{ob}	óleo no ponto de bolha
() _{ro}	relativa ao óleo
() _{rw}	relativa a água
() _t	Total
() _{eff}	efetiva
() _{i,std}	fase nas condições Padrão

- ()_{p,l} calor específico do líquido
- ()_{xx} direção x
- ()_{yy} direção y
- ()_{i,P} fase i no ponto P
- ()_{o,e} do óleo à leste
- ()_{o,n} do óleo à norte
- ()_{o,P} do óleo no centro da célula ao centro
- ()_{o,E} do óleo no centro da célula a leste
- ()_{o,N} do óleo no centro da célula ao Norte
- ()_{o,S} do óleo no centro da célula a sul
- ()_{o,W} do óleo no centro da célula a oeste
- ()_{o,s} do óleo a sul
- ()_{o,w} do óleo a oeste
- ()_{w,e} da água a leste
- ()_{w,n} da água a norte
- ()_{w,a} da água a sul
- ()_{w,w} da água a oeste
- ()_{w,P} da água no centro da célula ao centro
- ()_{w,E} da água no centro da célula ao leste
- ()_{w,N} da água no centro da célula ao Norte
- ()_{w,S} da água no centro da célula ao Sul
- ()_{w,W} da água no centro da célula ao Oeste
- ()_{poros} poros da rocha
- ()_{total} total da rocha

Sobrescritos:

- 0 condição inicial

1. Introdução

Petróleo é um dos principais recursos de energia do mundo, ocupando o primeiro lugar na matriz energética de diversos países incluindo o Brasil. Por isso, o desenvolvimento e a aplicação de tecnologias capazes de aumentar a rentabilidade dos reservatórios são importantes e requerem estudos mais profundos.

Até o final da década de 90, reservas de óleo pesado não atraíam muito interesse. Os preços baixos do barril no mercado internacional, as dificuldades envolvidas na extração e refino deste tipo de óleo e ainda aliado ao fato de haver grande reserva de petróleo de óleo leve e médio a serem explorados não justificavam os investimentos.

Entretanto, atualmente para manter um padrão de produção que tem por objetivo primordial atender a demanda do mercado, uma nova perspectiva vem se estabelecendo: a exploração de reservatórios de óleo pesado. Isto se deve a um conjunto de fatores que inclui: o atual estágio de depleção de reservas principalmente de óleo leve e o significativo aumento do preço do barril.

Sendo assim, métodos térmicos de aquecimento de poços surgem como uma das principais alternativas para aumentar a capacidade de drenagem de reservatórios de óleos pesados e incrementar a produção. O aquecimento do poço tem como objetivo em nada mais do que reduzir a viscosidade do óleo pesado, que é a sua principal característica, e como consequência garantir a mobilidade da fase óleo no meio poroso para obter uma maior eficiência de escoamento até o poço produtor.

Na prática este é um método eficiente, porém, requer investimento pesado e procedimentos especiais de operação quando comparado com os métodos convencionais de recuperação, como a injeção de água, por exemplo. Além de requisitar melhor caracterização do reservatório.

Este método também contribui para manter a pressão do reservatório, pois o óleo ao aquecer se expande servindo de energia para expulsar os fluidos da reserva. Cabe

também destacar que o calor transferido causa à vaporização das frações leves do óleo, que em contato com a formação mais fria se condensa, formando um solvente ou banco miscível a frente da zona de vapor.

Uma explicação analítica do princípio da recuperação térmica pode ser observada através da Lei de Darcy, que prova que o fluxo de fluidos no reservatório é inversamente proporcional a viscosidade [24].

1.1 Objetivos e Motivação

Ao longo do século passado, as operadoras de campos de petróleo se colocaram na chamada “zona de conforto” onde a facilidade de exploração das reservas de óleo leve criava uma espécie de muro entre aquele presente e o futuro incerto. Assim, o esforço tecnológico era mínimo não havendo precaução sobre mudanças que porventura viessem a acontecer. Estas mudanças chegaram e estão intrinsecamente relacionadas com o tipo de reserva a ser explorada em maior escala: a de óleos pesados, como mostra a figura 1.1 abaixo.

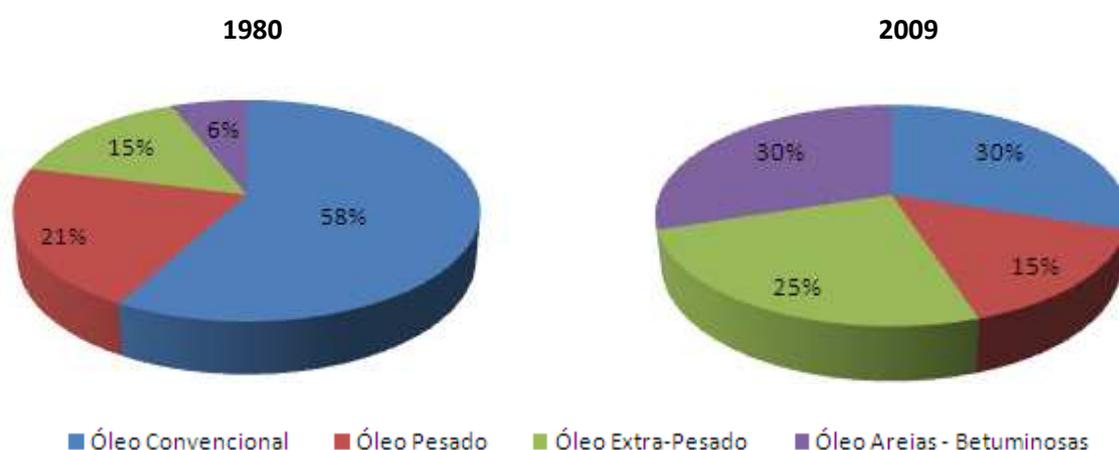


Figura 1.1. Gráfico Comparativo entre as Reservas de Petróleo entre 1980 e 2009 [11]

A figura 1.1 demonstra uma evolução considerável em quase 30 anos das descobertas em relação à óleos de menor grau API. Isto só vem a confirmar a necessidade de se buscar soluções viáveis para explorar estes reservatórios, já que as projeções levam a este caminho.

Dado este novo cenário, a produção de óleo pesado representa uma série de desafios tecnológicos desde o escoamento até o seu refino. O óleo pesado é geralmente composto por cadeias muito longas e por isso apresenta densidade e viscosidades elevadas. A quebra destas complexas moléculas de carbono em produtos comerciais é um processo caro que exige unidades de refino específicas que possuem custos muito mais elevados que as unidades de refino para óleo leve.

Também são encontradas dificuldades no transporte de óleo pesado em dutos devido à alta viscosidade e ao alto teor de parafina geralmente encontrado neste tipo de óleo.

Neste trabalho, estamos interessados no comportamento do reservatório, no que diz respeito ao escoamento do óleo no meio poroso quando o submetemos a uma determinada variação de temperatura. O principal resultado que buscamos é verificar a eficiência deste efeito quando o relacionamos com o fator de recuperação, já que como pode ser observado na figura 1.2 abaixo este deixa muito a desejar para os padrões atuais da indústria.

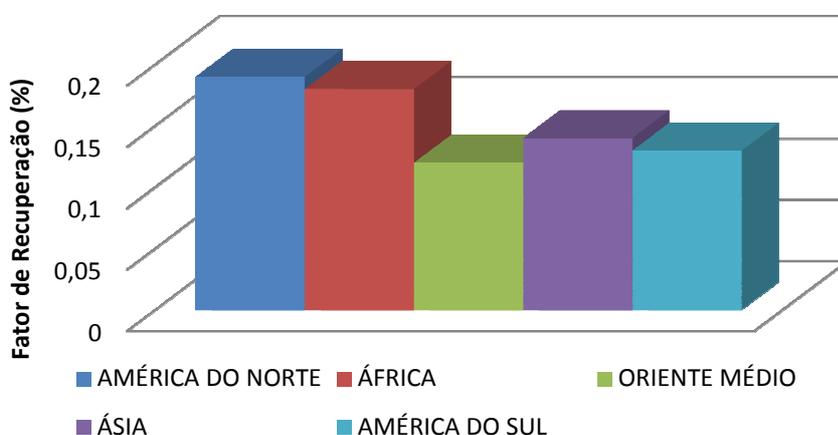


Figura 1.2 Gráfico Comparativo entre os Fatores de Recuperação [11]

O fator de recuperação de reservatórios de óleo leve varia entre 30 a 50%, de acordo com [11], enquanto o de óleo pesado como mostrado não chega a atingir 20% em nenhuma das regiões produtoras. A implementação de novas tecnologias para melhor escoar o óleo deverá trazer um aumento do fator de recuperação dos reservatórios, em geral.

1.2 Estruturação do Trabalho

Segue uma descrição básica da organização dos capítulos deste trabalho:

No capítulo 1, foi abordado o objetivo e a motivação do estudo do aquecimento de poços, visando diminuir a viscosidade do óleo, aumentando assim o fator de recuperação.

No capítulo 2, consta uma revisão bibliográfica a respeito dos principais métodos térmicos que podem ser aplicados para aumentar o fator de recuperação na exploração dos campos de petróleo.

No capítulo 3 são apresentadas as principais propriedades do fluido e da rocha reservatório, para que na sequência fossem demonstradas as equações do fluxo óleo-água em meios porosos que servem de base para o modelo implementado no Mathematica 7. Mostrou-se também a equação da energia.

No capítulo 4 adequou-se as equações apresentadas no capítulo 3, de sorte que, foi possível elaborar a discretização das mesmas, por meio do método dos volumes finitos. Assim, tornou-se possível obter soluções aproximadas para o sistema de equações lineares, acopladas e transientes que governam o escoamento de fluidos em meios porosos.

No capítulo 5, definiu-se uma gama de variáveis do modelo para que se fizesse um estudo de convergência deste através do método do “Upscaling” para assim escolher o tamanho do grid mais adequado à simulação. Após esta primeira etapa validou-se o modelo com base no Petrel/ECLIPSE para que por fim fossem realizados estudos de casos alternativos entre injeção de água e injeção de água mais calor no reservatório.

No capítulo 6 são apresentadas as conclusões obtidas no projeto e os desafios futuros para o prosseguimento deste.

2 Métodos Térmicos

2.1 Características dos Métodos de Recuperação Avançada

Apesar da utilização dos métodos de recuperação secundária, estes só conseguem elevar a recuperação média de 15 a 20% para 30 a 40%, sendo que sua curva de produção continua a declinar, segundo [19]. Na maioria dos casos, os campos já estão em avançado estágio de exploração e acabam atingindo seu limite econômico, passando a ser tamponados e abandonados, mesmo ainda contendo volumes consideráveis de acumulações de óleo.

Os métodos de recuperação terciários são os mais indicados para a recuperação dos campos maduros, pois buscam recuperar os reservatórios que apresentam óleos com alta viscosidade e elevadas tensões interfaciais. Neste cenário, a aplicação dos métodos convencionais de recuperação secundária, não é suficiente.

Entre os principais métodos de recuperação terciária estão:

- ✓ Métodos Térmicos
- ✓ Métodos Miscíveis
- ✓ Métodos Químicos
- ✓ Métodos Microbiológicos

Nas últimas décadas, os métodos de recuperação secundária passaram a ser classificados como métodos convencionais de recuperação secundária. Já os métodos terciários passaram a ser denominados métodos de recuperação avançada, que em inglês é conhecido como EOR (*Enhanced Oil Recovery*), segundo [24].

De acordo com [12], os métodos de recuperação avançados não estão associados a uma fase da vida produtiva do reservatório, já que EOR é a recuperação através da injeção de qualquer substância artificial no reservatório. Ainda segundo [12], existem quatro formas de se ampliar reservas, entre elas, a que iremos buscar trabalhar no projeto: *implementar a tecnologia no início da vida produtiva do reservatório*;

Assim a eficiência de uma recuperação avançada e a seleção do método a ser utilizado depende de alguns fatores, tais como, os explicitados nas tabelas abaixo:

Tabela 2.1. Propriedades do óleo para a aplicação dos diferentes Métodos de EOR [27]

MÉTODO EOR	PROPRIEDADES DO ÓLEO		
	° API	Viscosidade (cP)	Composição
MÉTODOS TÉRMICOS			
Combustão <i>in situ</i>	> 10	< 5000	Alguns asfaltenos
Injeção de Vapor	> 8 até 13.5	< 200000	NC
Aquecimento	> 10 até 18	< 12000	NC
Eléctromagnético			
Injeção Água Quente	> 14 até 19	< 4500	NC
MÉTODOS QUÍMICOS			
ASP	> 20	< 35	Alguns ácidos
Polímeros	> 15	< 150	NC
MÉTODOS MISCÍVEIS			
Nitrogênio	> 35	< 0.4	Alta % C1 a C7
Hidrocarboneto	> 23	< 3	Alta % C2 a C7

Tabela 2.2 Características do reservatório para aplicação dos diferentes Métodos Térmicos [27]

MÉTODO EOR	CARACTERÍSTICAS DO RESERVATÓRIO			
	Saturação (% PV)	Permeabilidade (mD)	Profundidade (ft)	Temperatura (°F)
MÉTODOS TÉRMICOS				
Combustão in situ	> 50	> 50	< 5000	>120
Injeção de Vapor	> 40	> 200	< 4500	NC
Aquecimento Eléctromagnético	> 55	> 125	<6000	> 100
Injeção de Água Quente	> 54	> 150	< 5500	> 110
MÉTODOS QUÍMICOS				
ASP	> 35	> 10	> 9000	> 200
Polímeros		> 10	< 9000	> 200
MÉTODOS MISCÍVEIS				
Nitrogênio	> 40	NC	> 6000	NC
Hidrocarboneto	> 30	NC	> 4000	NC

Então, recomenda-se a utilização de métodos térmicos que aumentem a eficiência de varrido bem como a eficiência de deslocamento em reservatórios que apresentem óleo com grau API's a partir de 10º.

2.2 Eficiência de Recuperação

Todos os parâmetros citados acima são de fundamental importância para a escolha do método térmico a ser implementado em um projeto de recuperação avançada. Entretanto, segundo [28] a verdadeira eficácia da injeção de fluidos será comprovada numericamente ou não através de parâmetros chamados *Eficiência de Varrido Horizontal*, *Eficiência de Varrido Vertical* e *Eficiência de Deslocamento*.

A Eficiência de Varrido Horizontal representa, em termos percentuais, a área em planta do reservatório que foi invadida pelo fluido injetado até um determinado instante, enquanto a Eficiência de Varrido Vertical representa o percentual da área da seção vertical do reservatório que foi invadido por um fluido injetado. O produto desses dois parâmetros define a chamada Eficiência Volumétrica, que é, portanto, a relação entre o volume do reservatório pelo volume do reservatório invadido. [19]

A eficiência de deslocamento mede então esta capacidade do fluido injetado de deslocar óleo para fora dos poros da rocha, sendo assim a fração do óleo deslocado na zona varrida; é função dos volumes injetados, da viscosidade dos fluidos e da permeabilidade relativa.

Se as eficiências de varrido são baixas, o fluido injetado encontra caminhos preferenciais e se dirige rapidamente para os poços de produção, deixando grandes porções do reservatório intactas. Se a eficiência de deslocamento é baixa, mesmo que as eficiências de varrido sejam altas, o fluido não desloca apropriadamente o óleo para fora da região invadida. Para se obter boas recuperações, são necessárias que todas as eficiências sejam altas.[19]

2.3 Principais Métodos Térmicos

O objetivo dos métodos térmicos é aquecer o reservatório e o óleo nele existente para aumentar a sua recuperação, através da redução da viscosidade do óleo. Isto provoca um aumento na eficiência de varrido, tendo como base, segundo [23] três mecanismos que garantem o sucesso do método:

- 1) Redução da viscosidade: efeito principal a ser explicado nos resultados desse projeto;
- 2) Expansão do óleo no reservatório: a dilatação do óleo, quando aquecido, adiciona energia para expulsar os fluidos do reservatório;
- 3) Destilação do óleo: no deslocamento de um óleo volátil, as frações mais leves do óleo residual podem ser vaporizadas. Essas frações se condensam em contato com formações mais frias, formando um banco de óleo;

Ainda de acordo com [23], além dos mecanismos citados, outros fatores também contribuem para analisar o aumento da recuperação pelo aquecimento do reservatório. Entre eles estão os efeitos de mecanismos de capa de gás e uma possível alteração das características de permeabilidade relativa. A importância de cada um dos fatores mencionados depende do tipo de projeto e das características do reservatório e do óleo.

Ao descrever os principais métodos térmicos que vêm sendo estudados na indústria é importante que primeiramente façamos uma subdivisão destes em três categorias seguindo definições de [22]:

- ✓ Combustão na superfície: ocorre a injeção de fluidos já previamente aquecidos, ou seja, o calor é gerado na superfície e transferido ao óleo contido no reservatório.
- ✓ Combustão *in situ*: o calor é gerado no interior do reservatório, começando a partir da própria combustão do óleo que se encontra *in place*.
- ✓ Aquecimento eletromagnético: ação de ondas eletromagnéticas sobre os fluidos da formação

Na primeira categoria citada à água é utilizada como meio de transferir calor da superfície para a zona de óleo. A água pode ser injetada na forma de vapor ou continuar na forma líquida em uma temperatura muito alta o que caracteriza dois diferentes processos que serão abordados ainda neste capítulo.

2.4 Combustão na Superfície

2.4.1 Injeção Cíclica de Vapor

Relatado por Haan e Van Hookeren esse método foi descoberto acidentalmente pela Shell na Venezuela em 1959 quando se produzia óleo pesado por injeção contínua de vapor. Durante a injeção ocorreu um rompimento (*breakthrough*) de vapor e, para reduzir a pressão de vapor no reservatório o poço injetor foi posto em produção, sendo observadas vazões de óleo consideráveis. Esse método também é conhecido como estimulação por vapor, *steam-soak* e *huff and puff*.

É aplicada para reforçar a recuperação primária de reservatórios de óleos viscosos. É primeiramente uma técnica de estimulação que, através da redução da viscosidade e efeitos de limpeza ao redor do poço, ajuda a energia natural do reservatório a expulsar o óleo. [22], [3]

Segundo [22], a estimulação por injeção cíclica de vapor envolve três fases e apenas um poço que é utilizado como injetor e produtor, como representado na Figura 2.1:

- Fase de injeção: injeção de vapor à uma máxima vazão por um período de tempo específico (1 a 6 semanas) dentro do poço produtor;
- Fase de *soaking*: curto período de tempo em que o poço permanece fechado para que o vapor condense transferindo todo vapor latente para os fluidos e para as rochas próximas. O tempo de *soaking* deve permitir toda a condensação do vapor;
- Fase de produção: inicialmente o poço produtor produz muita água. Com o tempo o BSW cai e o óleo começa a ser produzido a uma maior vazão;

Este processo constitui um ciclo. Todas as fases do ciclo podem sofrer variação para minimizar os custos do processo. O ciclo é repetido um número de vezes até que o limite econômico da produção seja alcançado. Sendo assim, independente do tipo de reservatório, a injeção cíclica se torna menos eficiente à proporção que o número de ciclos aumenta. As vazões médias e máximas junto com a eficiência de recuperação do óleo diminuem nos últimos ciclos, como comprovado em estatísticas de produção. [23] [24]

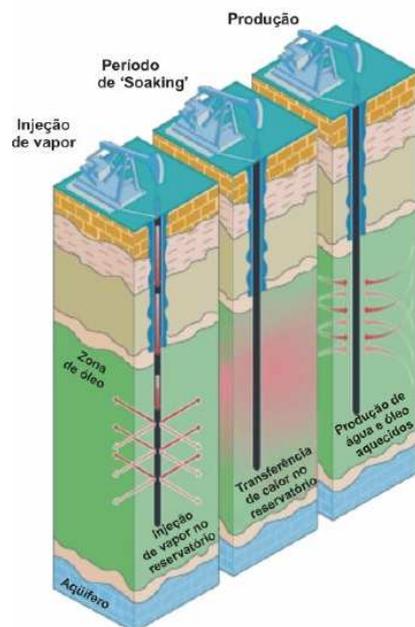


Figura 2.1. Esquema do Processo de injeção cíclica de vapor [10]

Durante o período de injeção e propagação do calor, ocorre uma significativa redução da viscosidade do óleo e a expansão dos fluídos do reservatório. Quando o poço volta a operar, o óleo passa a ser rapidamente produzido, estabilizando numa vazão bem maior do que a anterior ao processo. [1] [4]

2.4.2 Injeção Contínua de Vapor

A primeira aplicação comercial deste método ocorreu na Venezuela em meados da década de 50, onde foi percebido um significativo aumento na produção de óleo.

O processo de injeção contínua de vapor é similar à injeção de água, sendo que o vapor é injetado dentro dos padrões de temperatura requeridos. O vapor é gerado na superfície e injetado em formação capaz de resistir às altas temperaturas. Uma zona de vapor se forma em torno do poço injetor, a qual se expande com a contínua injeção. Nesta zona, a temperatura é aproximadamente aquela do vapor injetado. Adiante do vapor forma-se uma zona de água condensada. [23]

A recuperação por injeção de vapor contínua depende de vários fatores. Os mais importantes são os efeitos de injeção de água quente na zona de água condensada. A

redução da saturação de óleo é máxima nesta zona por causa das menores viscosidades, da dilatação do óleo e da alta temperatura. Na zona invadida pelo vapor a saturação de óleo é reduzida principalmente pela destilação do vapor que corrobora para o aumento da produção de certos óleos, como mostra a figura 2.2:

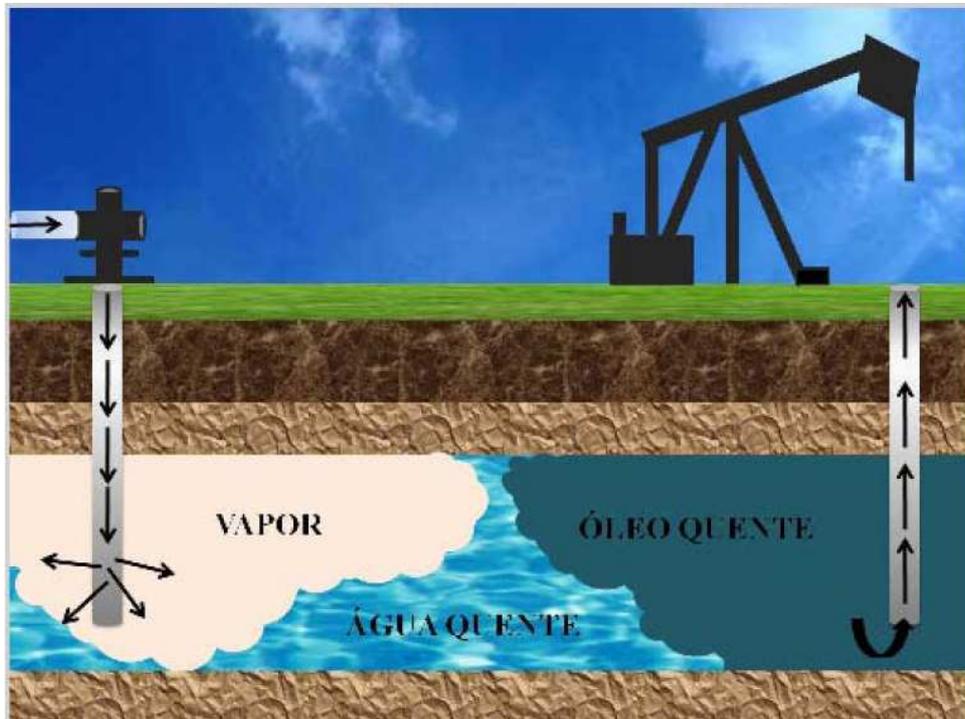


Figura 2.2. Esquema do Processo de injeção contínua de vapor [2]

De acordo com [23], um fato relevante neste mecanismo é a eficiência de deslocamento, que é aumentada à medida que mais óleo flui. As saturações de óleo atrás das zonas de vapor, para o processo de injeção contínua, podem ser tão baixas quanto 5% próximas do poço injetor, aumentando na proporção que vem se aproximando do poço produtor.

Apesar da eficiência de recuperação, a injeção de vapor apresenta desvantagens como as citadas por [19]:

- ✓ Produção de grandes volumes de água;
- ✓ Custos de reinjeção e/ou tratamento da água produzida;
- ✓ Perdas de calor nas linhas de injeção;
- ✓ Problemas operacionais, principalmente em relação aos equipamentos a ser utilizados;
- ✓ Riscos de acidentes, devido à dificuldade de vedação;

- ✓ Deterioração da formação devido ao excesso de calor;

Conforme [22], é normalmente desejável produzir óleo primeiro por injeção cíclica de vapor devido à melhor economia e à redução da pressão do reservatório que propicia melhores resultados para a injeção contínua de vapor.

2.4.3 Injeção de Água Quente

Este método é muito similar a injeção cíclica de vapor. O processo, segundo [10], consiste em basicamente três passos, conforme mostrado na figura 2.3:

Fase1: Injeção da água quente no poço por um determinado período de tempo;

Fase2: Período de embebição, em que ocorre fechamento do poço para permitir uma maior transferência de calor da água injetada para o reservatório;

Fase3: Retomada da operação, cujo resultado esperado é um acréscimo na capacidade produtiva devido à redução da viscosidade e à limpeza da região próxima ao poço;

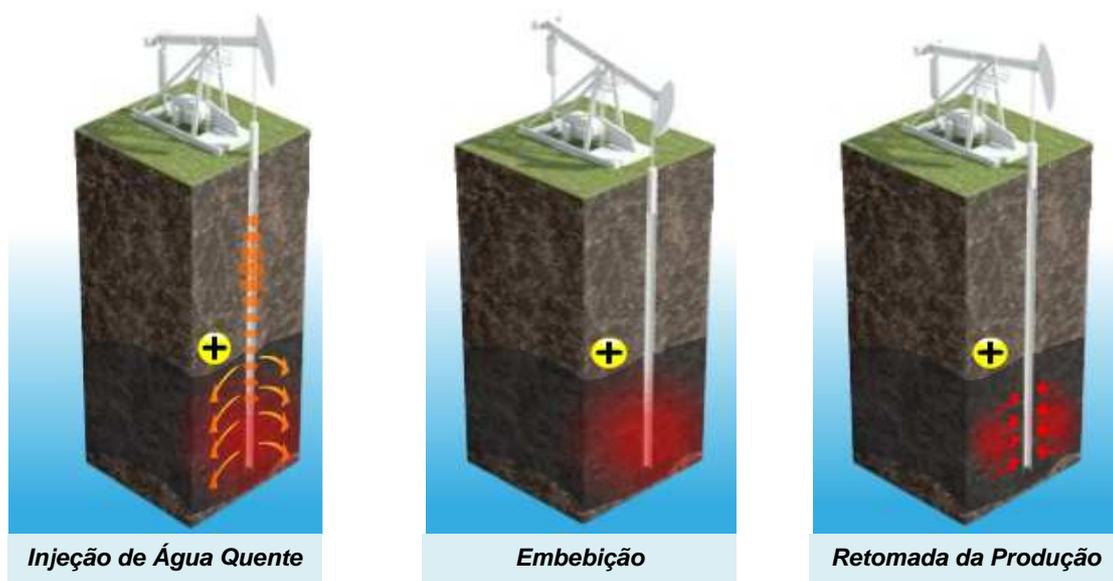


Figura 2.3. Esquema do Processo de injeção de água quente [29]

Normalmente a injeção de água quente, de acordo com [19], vem sendo utilizada para os seguintes casos:

- Regiões sensíveis à água doce que apresentam problemas de inchamento de argilas;

- Formações muito profundas que levariam à condensação do vapor injetado antes de alcançar o reservatório;
- Reservatórios que foram submetidos a um longo tempo de injeção de água convencional, sendo necessário um grande volume de vapor para aquecer e deslocar grandes quantidades de água;

Nota-se que o conjunto de aplicações a este tipo de método térmico é restrito e isto se deve à menor eficiência quando comparado ao vapor, fato este que será explicado a seguir, pois a temperatura alcançada com a injeção de água quente é bem inferior à temperatura atingida pelo vapor, sendo necessário um volume muito grande de água para elevar a temperatura de reservatório. [10]

Isto advém do fato de que a água quente possui baixo calor latente, e o calor sensível é rapidamente perdido, fazendo com que a água esfrie quando em contato com o reservatório, enquanto que o vapor só começa a perder temperatura quando a última gota de vapor se condensa. Um fato ainda a ser considerado é a perda de calor já na linha de transferência, o que diminui ainda mais a eficiência do método.

No entanto, podemos salientar algumas vantagens quanto a injeção de água quente quando comparamos esta com a injeção de vapor. Ainda, segundo [19], a técnica descrita é capaz de fornecer maior pressão aos reservatórios, bem como, com apenas algumas mudanças, transforma um sistema de água convencional em um sistema de injeção de água quente.

Portanto, vimos até agora, de acordo com a divisão proposta por [22] e apresentada no item 2.3 deste capítulo, a categoria de combustão na superfície, quando os fluidos são previamente aquecidos sendo injetados ou em forma de vapor ou como água quente.

Na figura 2.4, [13] faz-se uma comparação quantitativa entre os métodos que se classificam na categoria descrita até agora e um método de recuperação secundária, no caso a injeção de água.

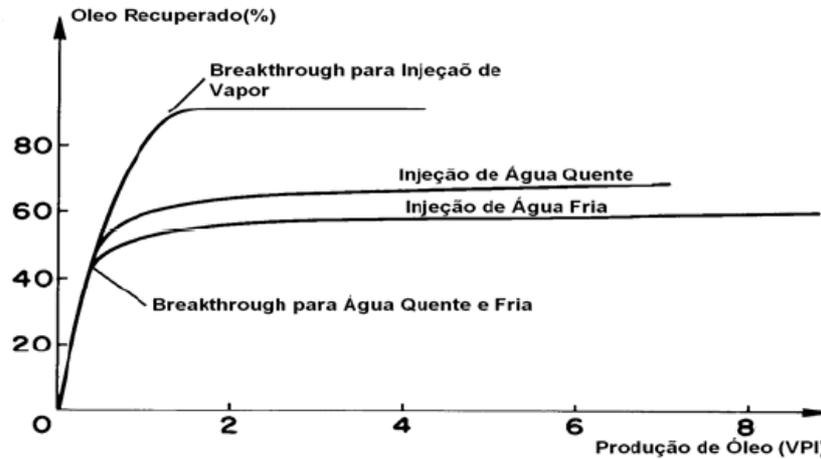


Figura 2.4. Comparação entre os Métodos de Injeção de Vapor, Água Quente e Água Fria [13]

Comparando-se, primeiro, a injeção de vapor com a injeção de água quente nota-se a diferença no fator de recuperação por dois motivos, segundo [13]:

- ✓ a taxa de transferência de calor do vapor para o óleo é mais eficiente, o que facilita a diminuição da viscosidade do óleo e conseqüentemente o-faz escoar de maneira mais efetiva para o poço produtor;
- ✓ a eficiência de varrido do vapor é maior do que a da água quente, pois a segunda cria caminhos preferenciais no reservatório o que impossibilita um maior contato com a zona de óleo,acarretando em um menor fator de recuperação e um *breakthrough* precoce;

Já comparando a categoria até aqui abordada com a injeção de água fria, o principal parâmetro que possibilita a diferença mostrada no gráfico é a diminuição da viscosidade do óleo que ocorre na aplicação de métodos térmicos e não na injeção de água fria, o que compromete assim a produção.

2.4.4 Inovações Tecnológicas da injeção de vapor – SAGD

A drenagem de óleo pelo processo SAGD (*Steam Assisted Gravity Drainage*) é um método efetivo para a produção de óleo pesado e betume e envolve dois poços horizontais paralelos dispostos verticalmente entre si.

O poço superior é o injetor de vapor e o inferior é o produtor de óleo. Nesse processo, o papel da força gravitacional é maximizado. Quando o vapor é continuamente injetado no poço superior o óleo é aquecido e forma uma câmara de vapor a qual cresce para cima e para os arredores [16]. A descrição é observada na figura 2.5.

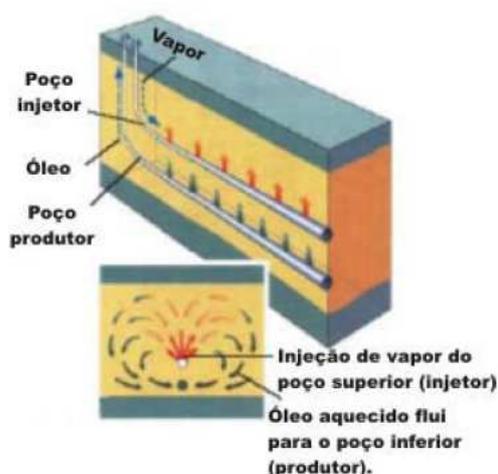


Figura 2.5. Esquema do Processo de SAGD [2]

A temperatura dentro da câmara se torna essencialmente igual à temperatura do vapor injetado. Na interface com o óleo frio o vapor condensa e o calor é transferido ao óleo. Então o óleo já quente e a água condensada drenam por gravidade, até o produtor horizontal que está embaixo.

É uma tecnologia em pesquisa no Brasil, mas a partir dela estão surgindo ramificações a fim de aumentar o fator de recuperação, como exemplo o VAPEX (*Vapour Extraction*).

2.5 Combustão *in situ*

A combustão *in situ* é uma técnica com potencial para exploração de reservatórios de óleo excessivamente viscosos e em fase final de produção, mostrando-se muito eficaz

em testes de laboratório e projetos pilotos, além de possuir uma atratividade técnica e econômica apreciável. Por isso, vêm sendo feito ao longo das últimas décadas estudos aprofundados sobre este método.

Segundo [8], o método consiste na injeção de ar aquecido para promover a queima de parte do óleo cru contido no reservatório que provê o calor necessário. O calor gerado intensifica cada vez mais a queima, elevando a temperatura, até que se alcance o “ponto de ignição”, iniciando assim a combustão. O oxigênio contido no gás é injetado, agora, a frio no reservatório a fim de manter a zona de combustão que é propagada.

Os dois aspectos a serem considerados em todo processo de combustão *in situ* são: a formação do “coque” e a combustão. O primeiro é o resíduo formado à partir da vaporização dos leves e funciona como combustível que alimenta a frente de queima. O segundo é a força motriz que mantém o processo ativo.[19]

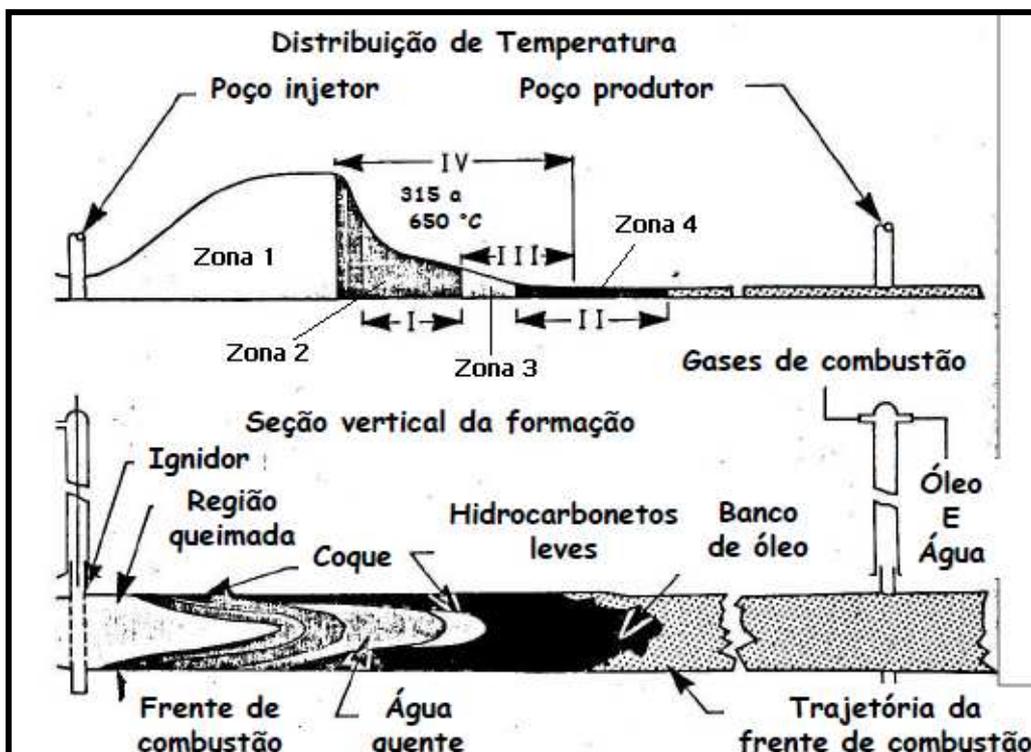


Figura 2.6. Esquema do Processo de Combustão *in situ* [14]

É importante salientar qual é o efeito desta combustão no interior do reservatório, como mostra a figura 2.6. Para isto, [8] dividi-o em quatro zonas. A zona 1 corresponde a zona queimada, nas proximidades do poço injetor; a zona 2 é chamada de frente de combustão, onde o oxigênio é consumido pela queima de hidrocarbonetos, restando o coque, sendo assim o ponto de mais elevada temperatura, que precede a zona 3 onde as frações mais leves já se vaporizaram, restando o óleo residual. Por último temos a zona de condensação onde neste ponto a temperatura já não é tão alta e portanto poucas são as mudanças químicas.

Ainda segundo [8], podem ser feitos outros dois tipos de combustão *in situ*:

- ✓ Água seguida de combustão: a água é injetada de forma simultânea ou alternada com o ar para limpeza da areia a ser queimada pela combustão, o que resulta em uma distribuição mais adequada do calor diminuindo a quantidade de ar requerida;

- ✓ Combustão reversa: este método foi desenvolvido como uma técnica para melhorar a recuperação de óleo que seja extremamente viscosos. A frente de combustão é iniciada no poço produtor e movida contra o próprio fluxo de ar. O óleo cru e a alta temperatura na frente de combustão vem juntos, fazendo com que haja o craqueamento severo, formando uma significativa quantidade de combustível sólido. Em contrapartida, o óleo posterior dirige-se para longe do óleo queimado em direção à frente de temperatura alta sendo destilado e produzido.

No entanto seja qual variação do método de combustão *in situ*, na prática as dificuldades são muitas, podendo citar a distribuição ineficiente do calor causando um aquecimento desnecessário de algumas zonas, danos aos equipamentos de produção, problemas operacionais, dificuldades de controle e os altos custos. Porém, de acordo com [10], o grande obstáculo a ser superado é a dificuldade em obter modelos numéricos para prever o desempenho do reservatório devido ao fenômeno da combustão *in situ*.

2.5.1 Inovações tecnológicas para Combustão *in situ*

Para tentar mitigar os problemas descritos anteriormente, [18] descreve uma nova geometria de poços que vem sendo desenvolvida, como mostra a Figura 2.7.

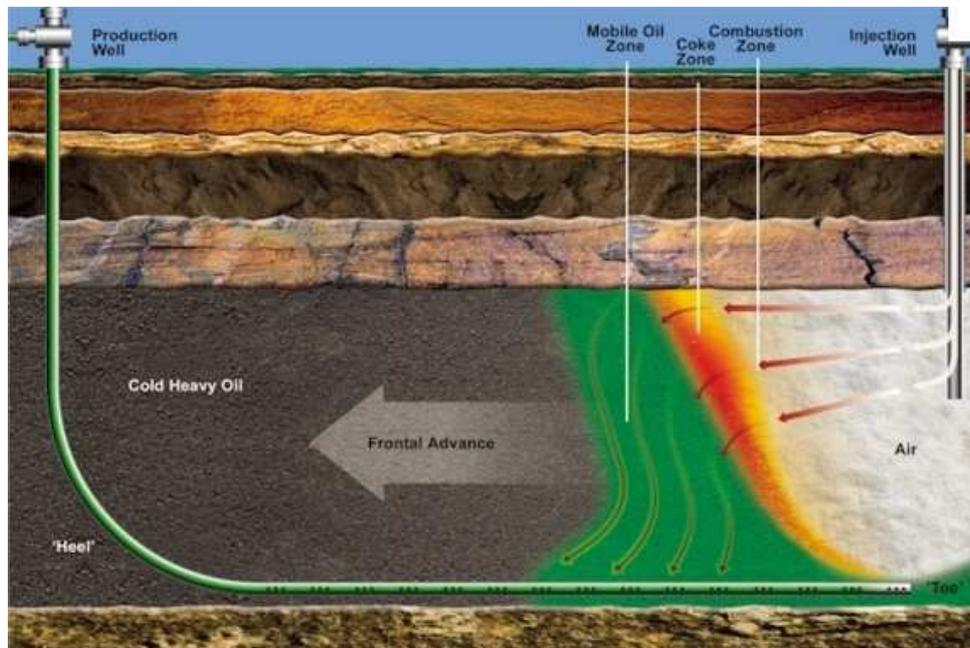


Figura 2.7. Esquema do Processo de Combustão *in situ* – THAI [18]

Este método integra avanços tecnológicos com poços horizontais, conhecido com THAI (Toe to Hell air injection) originado no Canadá. Neste método, o processo ocorre de maneira mais estabilizada, ao restringir o fluxo de fluidos a uma zona móvel estreita a favor da gravidade, em direção à seção exposta do poço produtor horizontal, garantindo um maior controle do gás e a manutenção do calor na temperatura desejada. [18]

2.6 Aquecimento Eletromagnético

Atualmente, o principal método térmico utilizado pela indústria é a injeção de vapor, porém as restrições a sua aplicabilidade tornaram necessário o desenvolvimento de métodos alternativos a serem aplicados quando a injeção de vapor já não fornece o retorno esperado. O aquecimento eletromagnético que transforma energia elétrica em térmica vem se apresentando como uma alternativa competitiva. [6].

Este processo, segundo [22] pode ser de três formas: por rotação, por condução ou por convecção. Entretanto, o princípio do aquecimento eletromagnético é o mesmo. Ocorre a interação entre o campo elétrico aplicado e as partículas eletricamente sensíveis do meio que podem ser íons ou moléculas polares. Quando aplicado o campo elétrico, essas partículas tendem a se deslocar ou se alinhar de acordo com o campo, provocando o aquecimento através de condução ou vibração molecular. A figura 2.8 retrata o esquema para ser implementado um aquecimento eletromagnético.

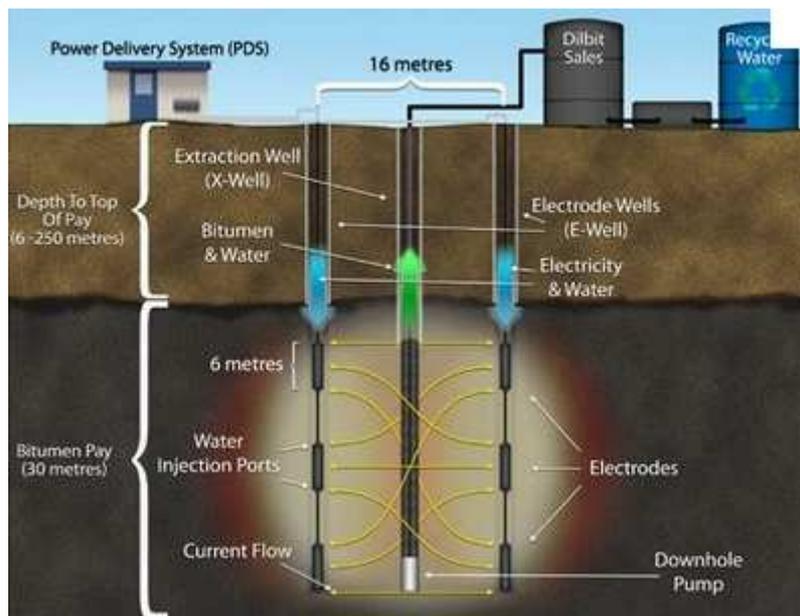


Figura 2.8. Esquema do Processo de Aquecimento Eletromagnético

Estudos de [5] comprovam a viabilidade técnica do aquecimento eletromagnético como método térmico de recuperação de petróleo. Neste processo de aquecimento, o volume de reservatório aquecido por energia de radiofrequência, como resultado da interação entre a onda eletromagnética e as partículas eletricamente sensíveis do meio, é grande. Ao contrário dos métodos térmicos convencionais, este fenômeno não depende da difusão térmica do meio mas somente dos eletrodos que compõem a malha de injeção de corrente elétrica.

Visando otimizar o processo, tanto técnica quanto economicamente, [15] optou, como mostra a Figura 2.8 associar o método térmico com o estudo de injeção de água. Apenas o aquecimento eletromagnético já é o suficiente para reduzir a viscosidade do óleo, mas com a água injetada objetiva-se aumentar ainda mais a produtividade da jazida através do deslocamento do óleo em direção aos poços produtores.

Observa-se ainda, de acordo com [15], que o método descrito não apresenta limitações, sobretudo quanto à profundidade da zona de interesse. Porém, algumas condições podem apresentar-se como ideais para a sua aplicação, tais como:

- ✓ quanto mais viscoso o óleo, melhor a eficiência deste método térmico;
- ✓ a temperatura não deve ultrapassar a de ebulição da água;
- ✓ altas salinidades favorecem a condutividade elétrica;
- ✓ uma saturação de água não muito elevada é desejável para não prejudicar a viabilidade econômica do processo;

2.7 Sumário

Neste capítulo foi realizada uma revisão bibliográfica dos principais métodos térmicos que são utilizados pela indústria na recuperação avançada de petróleo.

Para contextualizar, primeiro descrevemos as características do reservatório bem como as propriedades dos fluidos as quais devem ser levadas em consideração quando estudar a viabilidade de um método de recuperação avançada. Definimos também conceitos importantes como eficiência de varrido e de deslocamento.

Assim, após breve contextualização focou-se a atenção nos principais métodos térmicos, dividindo-os em três categorias: combustão na superfície na qual explanou-se sobre a injeção cíclica e contínua de vapor e injeção de água quente; a combustão *in situ*; e por fim aquecimento eletromagnético; Além disso, procurou-se na medida do possível comparar os métodos apresentados e também apresentar de forma breve as novas tecnologias como THAI e SAGD.

3 Escoamento de Fluidos em Meios Porosos

A partir de equações básicas do estudo do fluxo em meios porosos podem ser desenvolvidos modelos matemáticos com os quais se procura obter informações relacionadas com o aspecto físico do reservatório, como por exemplo, dimensões, formas, variações nas propriedades petrofísicas, etc. Podem ser obtidos também dados sobre o comportamento atual e futuro em termos de pressões, vazões de produção. A complexidade desses modelos depende dos diversos aspectos que se deseja considerar no estudo do fluxo através do meio poroso e do grau de simplificação que se deseja imprimir no trabalho.

Foram desenvolvidas formulações matemáticas com o objetivo de simular diferentes condições as quais o reservatório será submetido. Porém, para a descrição completa do modelo matemático, é necessário fazer algumas definições com relação às propriedades das rochas e dos fluidos.

3.1 Conceitos fundamentais

Informações sobre as propriedades das rochas e dos fluidos constituem-se em fatores decisivos para o estudo do comportamento do reservatório de petróleo e, portanto, a sua coleta e a sua interpretação devem merecer uma atenção especial, através de um trabalho exaustivo e metódico. As rochas-reservatório contêm normalmente, dois ou mais fluidos. No nosso estudo trataremos de apenas dois: óleo e água.

3.1.1 Propriedade das Rochas

O conhecimento das propriedades da rocha que formam o reservatório de petróleo é de fundamental importância para o estudo do reservatório. As quantidades dos fluidos existentes no meio poroso, a distribuição desses fluidos na rocha, a capacidade dos mesmos de moverem, as quantidades dos fluidos que podem ser retiradas e outras características são determinadas a partir destas propriedades.[3]

Dentre as propriedades da rocha destacam-se: porosidade, permeabilidade, compressibilidade e molhabilidade. Aqui focaremos nas duas primeiras que são vitais para o estudo.

3.1.1.1 Porosidade

A porosidade é uma das mais importantes propriedades das rochas, pois mede a capacidade de armazenamento de fluidos. Ela pode ser definida como a relação entre o volume de vazios e o volume total da rocha.

$$\phi = \frac{V_{poros}}{V_{Total}} \quad (1)$$

onde V_{poros} é o volume poroso ou de vazios, V_{Total} é o volume total da rocha.

Quanto mais porosa a rocha, mais fluido poderá estar contido em seu interior. Entretanto, em termos de engenharia leva-se em consideração apenas a porosidade efetiva, pois representa o volume máximo de fluidos que pode ser extraído da rocha pelo poros interconectados, já que poros isolados não estão acessíveis para a produção dos mesmos. Os valores mais comuns de porosidade das rochas-reservatório areníticas, encontram-se entre 5% a 35%, concentrando-se na faixa de 15% a 30%.

3.1.1.2 Permeabilidade

Uma rocha é considerada rocha reservatório quando, além de conter uma quantidade apreciável de poros e de hidrocarbonetos, permite o fluxo de fluidos através dela. Os fluidos percorrem o que poderia chamar de “canais porosos”. Quanto mais cheios de estrangulamentos, mais estreitos e mais tortuosos forem esses canais porosos, maior será o grau de dificuldade para os fluidos se moverem no interior da rocha. Por outro lado, poros maiores e mais conectados oferecem menor resistência ao fluxo de fluidos.

Sendo \mathbf{K} o tensor da permeabilidade absoluta, que pode ser escrito através da equação (2)

$$\mathbf{K} = \begin{bmatrix} k_{xx} & k_{xy} & k_{xz} \\ k_{yx} & k_{yy} & k_{yz} \\ k_{zx} & k_{zy} & k_{zz} \end{bmatrix} \quad (2)$$

sendo k_{xx} e k_{yy} as permeabilidades nas direções x e y e k_{xy} e k_{yx} as permeabilidades nas direções normais aos planos x e y .

Os valores de permeabilidade são comumente utilizados nos estudos de reservatório depois de submetê-los a um processo de normalização, já que os poros das rochas estão preenchidos com mais de um fluido. [19]

Normalizar os dados nada mais é que dividir todos os valores de permeabilidade efetiva por um mesmo valor de permeabilidade escolhido como base. Ao resultado da normalização dá-se o nome de *permeabilidade relativa*. A Figura 3.1 ilustra esta dependência.

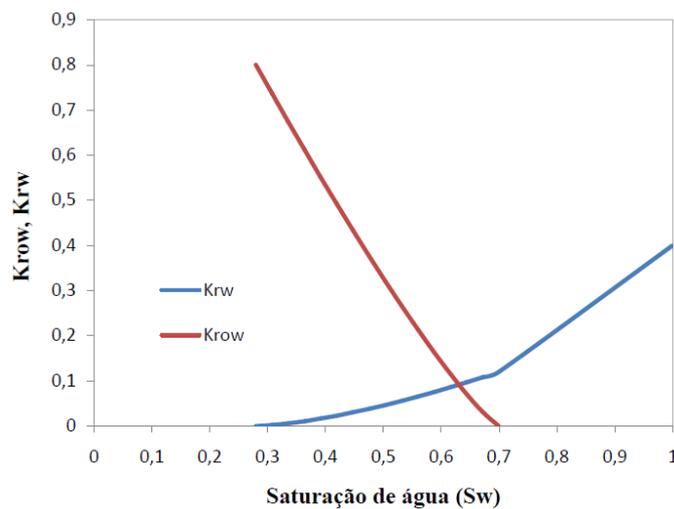


Figura 3.1. Gráfico das permeabilidades relativas versus S_w [24]

Observa-se que a medida que a saturação de água aumenta, a permeabilidade relativa da água em relação ao óleo, também aumenta. Matematicamente esta não linearidade pode ser expressa de acordo com as equações (3) e (4), segundo [21]:

$$krw[S_w] = \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^3 \quad (3)$$

$$kro[S_w] = \left(1 - \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right) \right)^3 \quad (4)$$

onde k_{ri} representa a permeabilidade relativa da fase i = água ou óleo.

3.1.2 Propriedade dos fluidos

As propriedades dos fluidos existentes nos reservatórios de petróleo constituem importantes informações para o estudo do seu comportamento. Estas propriedades devem ser de preferência, determinadas experimentalmente em análises de laboratório. Nesta seção serão apresentados os conceitos das principais propriedades inerentes ao modelo, a ser descrito posteriormente.

3.1.2.1 Saturações dos fluidos no meio poroso

Normalmente os espaços vazios das rochas-reservatórios estão parcialmente ou integralmente preenchidos por líquidos (água, óleo) e gás. Então, é necessário conhecer a percentagem que cada fluido ocupa no espaço poroso. A propriedade que mede esta fração é definida como saturação S_i , que relaciona de acordo com a equação (5) o volume de cada fase no volume poroso:

$$S_i = \frac{V_i}{V_{poros}} \quad (5)$$

V_i sendo o volume da fase i e V_{poros} o volume poroso do reservatório.

3.1.2.2 Viscosidade

Neste projeto iremos apresentar uma relação para o cálculo da viscosidade, mas existem diversas formulações empíricas para tal. Segundo [24], a viscosidade da fase óleo pode ser calculada pela relação abaixo, que pressupõe uma variação não linear da viscosidade com a temperatura.

$$\mu_o[P, T] = (\mu_{om}[T] + 0.001 * (P - Pb) * 0.000145 * (0.024 * (\mu_{om}[T])^{1.6} + 0.038 + * (\mu_{om}[T])^{0.56})) * 10^{-3} \quad (6)$$

Onde: μ_{om} – é a viscosidade do óleo morto e relacionam com a temperatura $T(^{\circ}F)$ e a viscosidade μ_o (cP).

A viscosidade da fase água μ_w pode ser considerada constante, de acordo com [10] e assim faremos na solução numérica.

3.1.2.3 Pressão Capilar

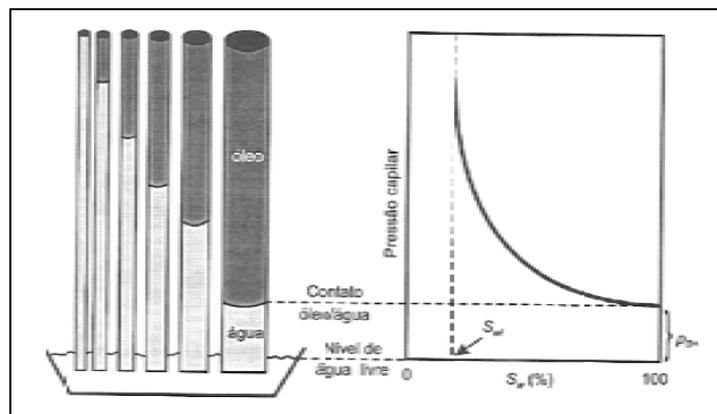
Quando dois ou mais fluidos imiscíveis são colocados em um recipiente, os mais densos ficam embaixo, formando uma superfície horizontal de separação entre os fluidos. Isto não ocorre num meio poroso de capilares de diferentes diâmetros, pois a superfície de separação não será mais brusca, existindo uma zona de transição devido a ação de fenômenos capilares. Esses fenômenos são resultantes de atrações de moléculas na massa fluida. Uma molécula situada no interior do líquido estará equilibrada por ser atraída igualmente em todas as direções pelas moléculas que a cercam. O mesmo não ocorre com uma molécula na superfície, que não será atraída igualmente por estar cercada por moléculas de tipos diferentes. [5]

A força que impede o rompimento da superfície, por unidade de comprimento, chama-se *tensão superficial*, entre fluidos gasosos e líquidos; ou *interfacial*, entre fluidos líquidos (σ). Já a força que tende a puxar uma superfície para o centro chama-se força capilar (F_c) e esta dividida pela área chama-se *pressão capilar* (P_c).

A pressão capilar pode ser expressa, segundo [19] pela diferença de pressão entre as fases molhante (P_w) e não molhante (P_o), de acordo com a equação :

$$P_c = P_o - P_w = P_c(S_w) \quad (7)$$

O trabalho de [24] apresenta uma curva típica de comportamento da pressão capilar em função da saturação de água (S_w), ilustrado na figura 3.2, onde se percebe nitidamente o aumento da pressão capilar à medida que a saturação de água na formação diminui.



Analogia entre o modelo de tubos capilares e a curva de pressão capilar de um reservatório [3]

3.1.2.4 Mobilidade e Razão de Mobilidade

Os métodos de recuperação de campos maduros através da injeção de fluidos imiscíveis no reservatório têm seus efeitos pelos parâmetros de mobilidade e razão de mobilidade.

A mobilidade (λ_i) é a relação entre a permeabilidade efetiva (K_{ri}) e a viscosidade (μ_i) de um fluido. Por exemplo, a mobilidade do óleo (fluido deslocado) é dada pela equação (8):

$$\lambda_i = \frac{k_{ri}}{\mu_i} \quad (8)$$

Já a razão de mobilidade M é a razão entre a mobilidade do fluido deslocante e a do fluido deslocado. Para a injeção de água, a razão de mobilidade será, como descrita na equação (9) abaixo:

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{k_{rw}/\mu_w}{k_{ro}/\mu_o} \quad (9)$$

Segundo [19], no caso de reservatórios com óleos pesados, com alta viscosidade e baixa permeabilidade relativa ao óleo, a razão de mobilidade pode alcançar valores elevados. Sendo que o favorável é encontramos valores $M < 1$, isto é, um óleo com viscosidade inferior ou igual ao do fluido deslocante, favorecendo o seu deslocamento.

3.1.2.5 Fator Volume-Formação

Chama-se fator volume-formação (B_i) a razão entre o volume que a fase i ocupa em condições de pressão e temperatura quaisquer e o volume que ela ocupa em condições de superfície.

O fator volume de formação do óleo (B_o) na equação (10) expressa o volume da mistura numa condição de pressão e temperatura qualquer necessário para se obter uma unidade do volume de óleo nas condições de superfície.

$$B_o = \frac{\text{volume de óleo} + \text{gás dissolvido nas condições } P, T}{\text{volume de óleo nas condições padrão (Tanque)}} \quad (10)$$

Consideraremos a água com um fator volume-formação constante (B_w), ou seja, não irá depender das condições do reservatório, sendo um fluido incompressível.

3.2 Equações gerais de fluxo em meios porosos

O estudo do fluxo dos fluidos nos meios porosos tem como ponto central uma equação, chamada *equação da difusividade hidráulica*, a partir da qual são desenvolvidas soluções para as diversas situações em que os reservatórios podem se encontrar. A equação da difusividade hidráulica, como é utilizada na engenharia de reservatórios, é obtida a partir de três equações básicas, no nosso caso para líquidos:

- ✓ Equação da continuidade;
- ✓ Lei de Darcy;
- ✓ Equação de estado

As formulações matemáticas que governam o fluxo multifásico em meios porosos são caracterizadas por um sistema de equações diferenciais, não-lineares e sujeitas às influências das heterogeneidades geológicas do meio poroso bem como a anisotropia do mesmo.

3.2.1 Lei da conservação de massa ou equação da continuidade

Essa lei, descrita na equação (11) diz que “o excesso do fluxo de massa, por unidade de tempo entrando ou saindo de qualquer elemento infinitesimal de volume somado à um termo fonte multiplicado pela densidade é igual a mudança por unidade de tempo na densidade desse mesmo elemento multiplicada pelo volume vazio desse elemento.”

$$\frac{\partial (\phi \rho)}{\partial t} = - \nabla \cdot (\rho \cdot \vec{v}) + \rho q'''(\vec{x}) \quad (11)$$

Aqui, cabe fazer uma breve consideração sobre o termo fonte $q'''(\vec{x})$, já que este possui unidades $[T^{-1}]$, e por isso é multiplicado pela massa específica ρ de unidade $[MT^{-1}L^3]$ para assim termos a coexistência de unidades entre os termos da equação.

A explicação para a utilização deste recurso matemático está na própria elaboração da equação da continuidade descrita acima.

Considere uma célula que durante determinado intervalo de tempo ocorre movimentação de fluido através de seu meio poroso, o que significa que houve entrada e saída de fluido através de suas faces. Considera-se também a presença de um poço injetor nesta célula, como mostra a Figura 3.3 abaixo:

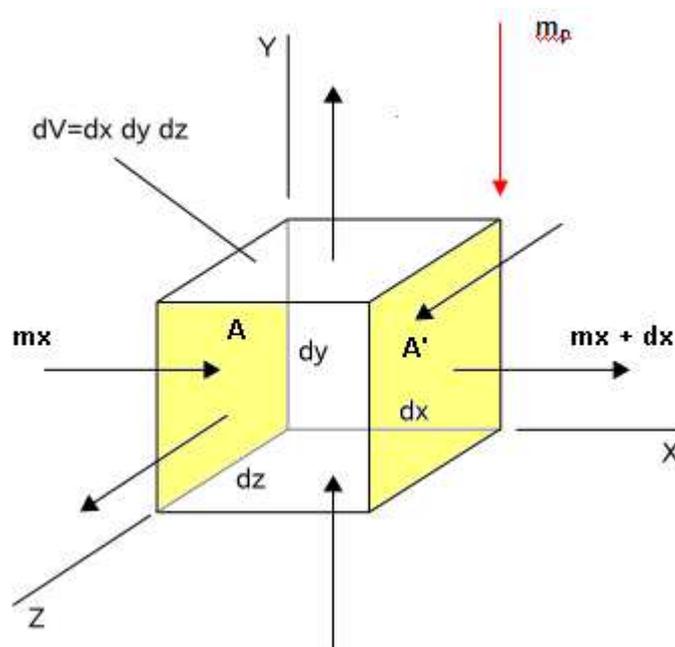


Figura 3.3. Fluxo de Fluido através de uma Célula

O caso mais geral é aquele que ocorre movimentação do fluido nas três direções, x, y e z. O fluido penetra no meio poroso através de uma face perpendicular a cada uma das direções e sai pela face oposta. A Figura 3.3 ilustra a movimentação no fluido nas três direções, em destaque descritivo, a direção x. O fluido que se desloca nessa direção, ao entrar no meio poroso o faz através da face A, normal à direção x, e ao sair, o faz através da face oposta A'. O mesmo raciocínio pode ser utilizado para os fluxos nas direções y e z. É importante salientar a presença de um fluxo mássico injetor, representado por m_p , por exemplo um poço injetor.

Matematicamente, podemos descrever a figura através da equação (12):

$$\frac{\partial m}{\partial t} = \sum \dot{m}_e - \sum \dot{m}_s \quad (12)$$

Onde \dot{m}_e é o fluxo mássico na entrada, sendo considerado por convenção positivo e \dot{m}_s , o fluxo mássico na saída, negativo.

Sabe-se que a massa (m) de um determinado fluido contido em um elemento infinitesimal que estamos utilizando como parâmetro é:

$$m = \rho \delta x \delta y \delta z \quad (12)$$

Expandindo os termos da equação (12) temos que:

$$\sum \dot{m}_e = \dot{m}_x + \dot{m}_y + \dot{m}_z + \dot{m}_p \quad (13)$$

$$\sum \dot{m}_s = \dot{m}_{x+dx} + \dot{m}_{y+dy} + \dot{m}_{z+dz} + \dot{m}_p \quad (14)$$

No entanto, pode-se escrever ainda que o fluxo mássico de entrada em cada uma das direções é :

$$\dot{m}_x = \rho v dy dz$$

$$\dot{m}_y = \rho v dx dz$$

$$\dot{m}_z = \rho v dx dy \quad (15)$$

E, o fluxo mássico de saída em x, y e z:

$$\dot{m}_{x+dx} = \left[\rho v + \frac{\partial(\rho v)}{\partial x} dx \right] dy dz$$

$$\dot{m}_{y+dy} = \left[\rho v + \frac{\partial(\rho v)}{\partial y} dy \right] dx dz$$

$$\dot{m}_{z+dz} = \left[\rho v + \frac{\partial(\rho v)}{\partial z} dz \right] dx dy$$

$$\dot{m}_p = \rho \dot{q}_w \quad (16)$$

De posse das equações (13) a (16), podemos reescrever a equação (12) com as devidas simplificações necessárias já tendo sido efetuadas:

$$\frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t} dx dy dz = - \frac{\partial(\rho u)}{\partial x} dx dy dz - \frac{\partial(\rho v)}{\partial y} dx dy dz -$$

$$- \frac{\partial(\rho w)}{\partial z} dx dy dz + \rho \dot{q}_w(\vec{x}, t) \quad (17)$$

Nota-se que o termo $\rho \dot{q}_w(\vec{x}, t)$ possui unidades $[MT^{-1}]$. Entretanto, ao dividirmos os dois membros da equação por $dx dy dz$, este termo fonte passará a ter unidade de $[ML^{-3}T^{-1}]$, como queríamos demonstrar no início desta seção ao apresentarmos equação (12), que pode ser reescrita como (18):

$$\frac{\partial(\rho\phi)}{\partial t} = - \frac{\partial(\rho u)}{\partial x} - \frac{\partial(\rho v)}{\partial y} - \frac{\partial(\rho w)}{\partial z} + \rho q'''(\vec{x}) \quad (18)$$

A equação (12) bem como a equação (18), apesar da sua aparente sofisticação, é apenas um balanço de materiais que pode ser expresso em palavras do seguinte modo: “A diferença entre a massa que entra e a massa que sai nas três direções do fluxo é igual à variação da massa dentro do meio poroso.”

3.2.2 Lei de Darcy

Henry Darcy, um engenheiro civil francês, em 1856 fez diversos experimentos como mostra a figura 3.4 e publicou um teorema fundamental para a teoria do fluxo de fluidos homogêneos através de meios porosos. Como engenheiro civil, ele estava interessado nas características dos filtros de areia usados para filtrar a água consumida na cidade de Dijon na França.

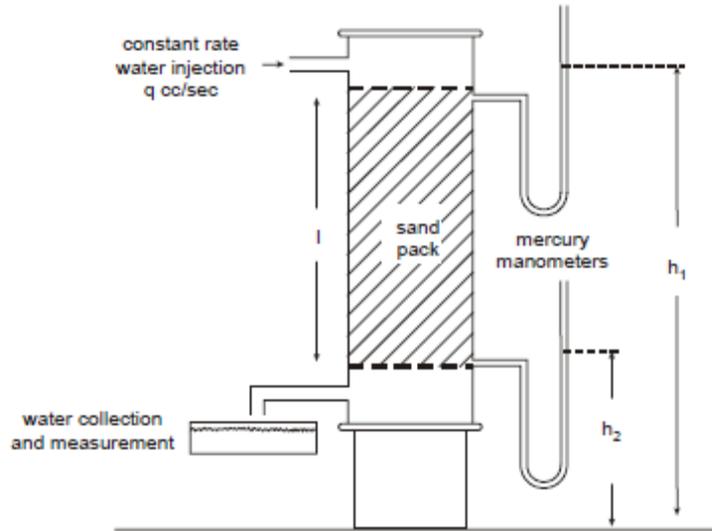


Figura 3.4. Esquema do Experimento de Darcy [7]

A equação (19), de acordo com [24], relaciona a vazão q de uma fase através do meio poroso com área A aberta ao fluxo, diferencial de pressão ΔP comprimento L e a viscosidade do fluido μ :

$$q = \frac{KA\Delta P}{\mu L} \quad (19)$$

Ao considerar experimentos multifásicos, como o que estamos propondo, no caso óleo-água, de acordo com [24], a equação da velocidade de Darcy pode ser escrita na forma generalizada:

$$\vec{v} = \frac{\dot{q}}{A} = - \frac{\hat{k}(\vec{x})}{\mu(P)} \nabla P \quad (19)$$

Onde $\hat{k}(\vec{x})$ é o tensor de permeabilidades, já apresentado neste capítulo assim com $\mu(P)$, que é a viscosidade.

3.2.3 Equação de Estado

A última equação básica para termos todas as ferramentas necessárias para demonstrarmos a equação da difusividade hidráulica são as equações de estado, isto é, as equações que representam a compressibilidades dos fluidos e da rocha.

Para o caso de fluxo de líquidos pode-se usar a equação geral da compressibilidade dos fluidos, escrita na forma:

$$c = \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial P} \right)_T \quad (20)$$

Já definição de compressibilidade efetiva da formação pode ser expressa como:

$$c_f = \frac{1}{\phi} \left(\frac{\partial \phi}{\partial P} \right)_T \quad (21)$$

A soma da compressibilidade do fluido c com a compressibilidade efetiva da formação c_f é chamada de *compressibilidade total* e é representada por c_t , isto é, $c_t = c + c_f$.

3.2.4 Equação da Difusividade Hidráulica

A equação diferencial será obtida na sua forma radial, que simula o fluxo nas vizinhanças do poço. Soluções analíticas dessa equação podem ser obtidas usando diferentes condições de contorno e condições iniciais para descrever o teste do poço e o fluxo do reservatório para o poço, o que tem inúmeras aplicações na engenharia de reservatórios. [7]

Serão admitidas duas condições primárias para demonstração da equação da difusividade hidráulica

- (a) Meio poroso heterogêneo: significa que a porosidade varia com a posição, não se mantendo constante ao longo do reservatório;
- (b) Anisotropia da rocha-reservatório: existe diferença entre a permeabilidade horizontal e vertical na rocha-reservatório

Aplicando a equação (19) na equação (12) obtemos (22):

$$\frac{\partial (\phi\rho)}{\partial t} = \nabla \cdot \left[\rho \frac{\hat{k}(\vec{x})}{\mu(P)} \nabla P \right] + \rho q'''(\vec{x}) \quad (22)$$

Aplicando a regra da cadeia no primeiro termo à direita de (22), vem:

$$\frac{\partial (\phi\rho)}{\partial t} = \rho \nabla \cdot \left[\frac{\hat{k}(\vec{x})}{\mu(P)} \nabla P \right] + \frac{\hat{k}(\vec{x})}{\mu(P)} \nabla P \cdot \nabla \rho + \rho q'''(\vec{x}) \quad (23)$$

Como mensurar a variação da massa específica com a posição é extremamente difícil, usaremos as equações de estado já descritas como recurso matemático para retirá-la da equação.

Então, na direção x temos que:

$$\nabla \rho = \frac{\partial \rho}{\partial x} = \frac{\partial \rho}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial x} \quad (24)$$

Aplicando a definição da equação (20) em (24), fazendo os devido ajuste obtemos:

$$\nabla \rho = c\rho \frac{\partial P}{\partial x} \quad (25)$$

Aplicando (25) na equação (23) podemos reescrevê-la da seguinte forma :

$$\frac{\partial (\phi\rho)}{\partial t} = \rho \nabla \cdot \left[\frac{\hat{k}(\vec{x})}{\mu(P)} \nabla P \right] + \frac{\hat{k}(\vec{x})}{\mu(P)} \nabla P^2 \cdot c\rho + \rho q'''(\vec{x}) \quad (26)$$

Como estamos tratando de pequenos gradientes de pressões, quando elevamos o termo ∇P ao quadrado (∇P^2), o valor tende a zero e por isso pode-se descartá-lo da equação. Reescrevendo, portanto, temos que:

$$\frac{\partial (\phi \rho)}{\partial t} = \rho \nabla \cdot \left[\frac{\hat{k}(\vec{x})}{\mu(P)} \nabla P \right] + \rho q'''(\vec{x}) \quad (27)$$

Agora, em se tratando do lado esquerdo da equação, aplica-se a regra da cadeia obtendo a seguinte equação:

$$\phi(\vec{x}) \frac{\partial \rho}{\partial t} + \rho \frac{\partial (\phi(\vec{x}))}{\partial t} = \rho \nabla \cdot \left[\frac{\hat{k}(\vec{x})}{\mu(P)} \nabla P \right] + \rho q'''(\vec{x}) \quad (28)$$

A fim de não termos na equação o termo da massa específica ρ aplicaremos as equações de estado para fluidos (20) e compressibilidade da formação (21). Com isso:

$$\phi(\vec{x}) \frac{\partial \rho}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} + \rho \frac{\partial [\phi(\vec{x})]}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} = \rho \nabla \cdot \left[\frac{\hat{k}(\vec{x})}{\mu(P)} \nabla P \right] + \rho q'''(\vec{x}) \quad (29)$$

E, ainda :

$$\phi(\vec{x}) c \rho \frac{\partial P}{\partial t} + \rho c_f \phi \frac{\partial P}{\partial t} = \rho \nabla \cdot \left[\frac{\hat{k}(\vec{x})}{\mu(P)} \nabla P \right] + \rho q'''(\vec{x}) \quad (30)$$

Colocando em evidência o termo $\frac{\partial P}{\partial t}$ obtemos a seguinte equação:

$$\rho \phi(\vec{x}) (c + c_f) \frac{\partial P}{\partial t} = \rho \nabla \cdot \left[\frac{\hat{k}(\vec{x})}{\mu(P)} \nabla P \right] + \rho q'''(\vec{x}) \quad (31)$$

Pode-se, então, enfim eliminar o termo da massa específica ρ , obtendo assim a equação da difusividade hidráulica para meios heterogêneos e anisotrópicos:

$$\phi(\vec{x}) (c_t) \frac{\partial P}{\partial t} = \nabla \cdot \left[\frac{\hat{k}(\vec{x})}{\mu(P)} \nabla P \right] + q'''(\vec{x}) \quad (32)$$

Sabe-se que c_t é a compressibilidade total e pode ser escrito em função da saturação de óleo (S_o) e água (S_w) no meio poroso, como:

$$c_t = c_o S_o + c_w S_w + c_f \quad (33)$$

A equação da difusividade hidráulica apresentada descreve da forma mais real possível o fluxo de fluidos em um meio poroso.

Utilizá-la, entretanto, é praticamente inviável, visto que, apresenta dois problemas básicos:

- (a) Não linearidade da equação diferencial parcial: acarreta em dificuldades sistemáticas de convergência da solução, bem como, o tempo de simulação se torna extremamente elevado;
- (b) Coeficientes não constantes: por exemplo, a porosidade e a permeabilidade são funções da posição, enquanto a viscosidade é função da pressão. Isto retrata a extrema complexidade desta equação;
- (c) Fluxo monofásico: a equação representa o escoamento de apenas um fluido em meio poroso, quando na realidade existem ao menos dois, fazendo-se necessárias duas equações diferentes, em princípio;

Como estamos interessados em trabalhar um escoamento bifásico (óleo-água) imiscível, a equação da difusividade hidráulica (32) para escoamento de fluidos pode ser reescrita para o óleo:

$$\frac{\partial \left[\frac{\phi(\vec{x}) S_o}{B_o} \right]}{\partial t} = \nabla \cdot \left[\frac{\hat{k}_o(\vec{x})}{\mu_o(P)} \nabla P_o \right] + q_o'''(\vec{x}) \quad (34)$$

Para a água :

$$\frac{\partial \left[\frac{\phi(\vec{x}) S_w}{B_w} \right]}{\partial t} = \nabla \cdot \left[\frac{\hat{k}_w(\vec{x})}{\mu_w(P)} \nabla P_w \right] + q_w'''(\vec{x}) \quad (35)$$

Iremos considerar ainda as propriedades de saturação dos fluidos na rocha e a pressão capilar nas interfaces:

$$S_o + S_w = 1$$

$$P_c = P_o - P_w \quad (36)$$

As incógnitas do problema são as saturações e as pressões de ambas as fases. No caso de fluidos multifásicos, as equações (34) e (35) vem sendo tradicionalmente resolvidas em termos das equações da pressão e da saturação, com o objetivo de reduzir o número de variáveis.

3.3 Equação da Energia

Antes de fecharmos o modelo matemático a ser implementado, para descrever o comportamento dos fluidos no escoamento em meio poroso iremos apresentar uma última equação.

Como estamos querendo verificar o comportamento do reservatório quando submetido a um determinado aquecimento, seja por qualquer método apresentado no Capítulo 2, se faz necessária a inclusão da equação da energia no modelo.

A equação do calor para um modelo bidimensional é dada por:

$$\frac{1}{\alpha} \frac{\partial T}{\partial t} = \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} \quad (37)$$

Onde T é a temperatura e α é o coeficiente de difusividade térmica que pode ser expresso pela seguinte equação:

$$\alpha = \frac{k}{\rho c_p} \quad (38)$$

Em que, k é condutividade térmica, ρ é a massa específica e o c_p é o calor específico. Esta equação será mais bem discriminada no Capítulo 4 deste projeto

3.4 Sumário

Neste capítulo foram apresentadas as propriedades mais importantes das rochas, sendo elas, a porosidade e a permeabilidade, bem como as principais propriedades dos fluidos, sendo citadas: a saturação, viscosidade, pressão capilar, mobilidade e fator volume-formação.

A seguir foram descritas as principais equações que regem o fluxo de fluidos em meios porosos. A primeira delas a equação da continuidade foi apresentada e desenvolvida, sendo considerado nela o termo fonte. Em seguida, apresentou-se a Lei de Darcy e as equações de estado para os fluidos e a rocha.

Todas estas serviram de base para chegar na equação da difusividade hidráulica, que foi demonstrada. Fizeram-se também considerações sobre suas limitações de uso.

Como vamos tratar de um escoamento bifásico e bidimensional, foram apresentadas as respectivas equações da difusividade hidráulica para o óleo e para a água. Por fim, como temos como objetivo aquecer o reservatório, a equação do calor é primordial para a implementação do modelo e por isso também foi exposta neste capítulo.

4 Metodologia de Solução

No capítulo anterior apresentamos duas equações, (34) e (35), que irão reger o fluxo bifásico- bidimensional no sistema a ser estudado. Estas, porém são muito complexas para serem resolvidas analiticamente, dadas suas fortes não-linearidades e a dependência entre os termos da equação com o tempo.

A proposta deste capítulo é viabilizar a solução numérica destas equações através do método dos volumes finitos, devido à sua acurácia, rapidez e simplicidade de implementação, principalmente porque iremos utilizar um software não especializado em simulação de reservatórios, no caso, *Mathematica 7*.

4.1 Equações de Fluxo

4.1.1 Óleo-Água

Uma das grandes barreiras para a solução do problema é a complexidade do sistema de equações ao qual o software será submetido, o que pode resultar em problemas de convergência e tornar-lo insolúvel.

Para que tal fato não ocorra, a solução encontrada foi adotar o seguinte procedimento a partir das equações (34) para o escoamento de óleo e (35).

Reescreveremos as equações (34) e (35). Para o óleo, temos que:

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial x} \left[k_x(x, y) \frac{k_{ro}(S_w)}{\mu_o(p_o)B_o(p_o)} \frac{\partial p_o(x, y, t)}{\partial x} \right] + \\ & + \frac{\partial}{\partial y} \left[k_y(x, y) \frac{k_{ro}(S_w)}{\mu_o(p_o)B_o(p_o)} \frac{\partial p_o(x, y, t)}{\partial y} \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{\phi(x, y, p_o)S_o(x, y, t)}{B_o(p_o)} \right] - \dot{q}_{o, std}''' \end{aligned} \quad (39)$$

Já para a água, vem que a equação para o escoamento desta no reservatório pode ser escrita da seguinte forma:

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial x} \left[k_x(x, y) \frac{k_{rw}(S_w)}{\mu_w(p_o)B_w(p_o)} \frac{\partial p_w(x, y, t)}{\partial x} \right] + \\ & + \frac{\partial}{\partial y} \left[k_y(x, y) \frac{k_{rw}(S_w)}{\mu_w(p_o)B_w(p_o)} \frac{\partial p_w(x, y, t)}{\partial y} \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{\phi(x, y, p_o)S_w(x, y, t)}{B_w} \right] - \dot{q}_{w, std}''' \end{aligned} \quad (40)$$

É importante observar que os dados PVT (incluindo os dados da água) são sempre função da pressão da fase óleo e não da fase água. Por simplificação matemática, as equações (39) e (40) serão reescritas, em termos de Pressão do óleo (p_o) e Saturação da (S_w) combinando-a com as equações (7) e (36):

$$P_o - P_w = P_{cow}(S_w)$$

$$S_o + S_w = 1$$

A equação do óleo fica :

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_x k_{ro}}{\mu_o B_o} \frac{\partial p_o}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{k_y k_{ro}}{\mu_o B_o} \frac{\partial p_o}{\partial y} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{\phi(1 - S_w)}{B_o} \right] - \dot{q}_{o, std}''' \quad (41)$$

Assim, a equação da água resulta em:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{k_x k_{rw}}{\mu_w B_w} \left(\frac{\partial p_o}{\partial x} - \frac{\partial p_{cow}}{\partial x} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[\frac{k_y k_{rw}}{\mu_w B_w} \left(\frac{\partial p_o}{\partial y} - \frac{\partial p_{cow}}{\partial y} \right) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_w}{B_w} \right) - \dot{q}_{w, std}''' \quad (42)$$

Porém, sabe-se que:

$$\phi = f_1(x, y, p_o)$$

$$B_o = f_2(p_o)$$

$$B_w = f_3(p_o)$$

$$S_w = f_4(x, y, t) \quad (43)$$

Verificada a dependência das propriedades listadas acima, precisamos expandir o termo transiente para explicitar a variação da pressão da fase óleo com o tempo. Então, os termos transientes da equação para o óleo e para a água se tornam respectivamente:

$$\begin{aligned}
\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi(1-S_w)}{B_o} \right) &= \phi \left[(1-S_w) \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{1}{B_o} \right) - \left(\frac{1}{B_o} \frac{\partial S_w}{\partial t} \right) \right] + \frac{(1-S_w) \partial \phi}{B_o \partial t} = \\
&= \phi(1-S_w) \frac{\partial}{\partial p_o} \left(\frac{1}{B_o} \right) \frac{\partial p_o}{\partial t} - \phi \left(\frac{1}{B_o} \frac{\partial S_w}{\partial t} \right) + \frac{(1-S_w) \partial \phi}{B_o \partial p_o \partial t} \\
&= (1-S_w) \left[\phi \frac{\partial}{\partial p_o} \left(\frac{1}{B_o} \right) + \frac{1}{B_o} \frac{\partial \phi}{\partial p_o} \right] \frac{\partial p_o}{\partial t} - \left(\frac{1}{B_o} \right) \frac{\partial S_w}{\partial t}
\end{aligned}
\tag{44}$$

$$\begin{aligned}
\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_w}{B_w} \right) &= \phi \left[(S_w) \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{1}{B_w} \right) + \left(\frac{1}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} \right) \right] + \frac{S_w \partial \phi}{B_w \partial t} = \\
&= \phi S_w \frac{\partial}{\partial p_o} \left(\frac{1}{B_w} \right) \frac{\partial p_o}{\partial t} - \phi \left(\frac{1}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} \right) + \frac{S_w \partial \phi}{B_w \partial p_o \partial t} \\
&= S_w \left[\phi \frac{\partial}{\partial p_o} \left(\frac{1}{B_w} \right) + \frac{1}{B_w} \frac{\partial \phi}{\partial p_o} \right] \frac{\partial p_o}{\partial t} + \left(\frac{1}{B_w} \right) \frac{\partial S_w}{\partial t}
\end{aligned}
\tag{45}$$

As equações (44) e (45) correspondem ao termo transiente das equações do fluxo óleo/água na formulação $(p_o - S_w)$. Observa-se entre colchetes estão as expressões provenientes de dados PVT e de compressibilidade da formação que são, a priori, conhecidos. Por questões de simplificação, o termo transiente com o qual trabalharemos as equações fica com a seguinte forma:

Para o óleo:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{\phi(1-S_w)}{B_o} \right] = (1-S_w) C_1 \frac{\partial p_o}{\partial t} - C_2 \frac{\partial S_w}{\partial t}
\tag{46}$$

Para a água:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{\phi S_w}{B_w} \right] = (S_w) C_3 \frac{\partial p_o}{\partial t} + C_4 \frac{\partial S_w}{\partial t}
\tag{47}$$

onde:

$$\begin{aligned}
 C_1 &= \left[\phi \frac{\partial}{\partial p_o} \left(\frac{1}{B_o} \right) + \frac{1}{B_o} \frac{\partial \phi}{\partial p_o} \right] & C_2 &= \phi \left[\frac{1}{B_o} \right] \\
 C_3 &= \left[\phi \frac{\partial}{\partial p_o} \left(\frac{1}{B_w} \right) + \frac{1}{B_w} \frac{\partial \phi}{\partial p_o} \right] & C_4 &= \phi \left[\frac{1}{B_w} \right]
 \end{aligned} \tag{48}$$

Assim, substituindo a equação (46) em (41) e (47) em (42) vem que as equações para escoamento óleo/água a serem discretizadas são, respectivamente:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_x k_{ro}}{\mu_o B_o} \frac{\partial p_o}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{k_y k_{ro}}{\mu_o B_o} \frac{\partial p_o}{\partial y} \right) = (1 - S_w) C_1 \frac{\partial p_o}{\partial t} - C_2 \frac{\partial S_w}{\partial t} - \dot{q}_{o, std}''' \tag{49}$$

$$\begin{aligned}
 &\frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{k_x k_{rw}}{\mu_w B_w} \left(\frac{\partial p_o}{\partial x} - \frac{\partial p_{cow}}{\partial x} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[\frac{k_y k_{rw}}{\mu_w B_w} \left(\frac{\partial p_o}{\partial y} - \frac{\partial p_{cow}}{\partial y} \right) \right] = \\
 &= (S_w) C_3 \frac{\partial p_o}{\partial t} + C_4 \frac{\partial S_w}{\partial t} - \dot{q}_{w, std}''' \tag{50}
 \end{aligned}$$

O trabalho agora é de escolha do método numérico para a *posteriori* aplicar a discretização, nas equações (49) e (50).

4.1.2 Energia

Reescrevendo a equação (37) para um meio poroso heterogêneo e anisotrópico:

$$\rho_l c_{p,l} \left(\sigma \frac{\partial T}{\partial t} + \vec{v} \cdot \nabla T \right) = \nabla (\lambda_{eff} \cdot \nabla T) + q_H''' + \mu \vec{v} \cdot \hat{\mathbf{k}} \cdot \vec{v} \tag{51}$$

onde:

$$\sigma = \frac{\phi \rho_l c_{p,l} + (1 - \phi) \rho_s c_{p,s}}{\rho_l c_{p,l}} \tag{52}$$

$$\lambda_{eff} = \phi\lambda_l + (1 - \phi)\lambda_s \quad (53)$$

$$\rho_l = S_w B_w \rho_{w,STD} + (1 - S_w) B_o \rho_{o,STD} \quad (54)$$

$$c_{p,l} = S_w c_{p,w} + (1 - S_w) c_{p,o} \quad (55)$$

$$\lambda_l = S_w \lambda_w + (1 - S_w) \lambda_o \quad (56)$$

Nas equações acima, ϕ é a porosidade, ρ é a massa específica, c_p é o calor específico e λ é a condutividade térmica dos componentes do sistema e os subscritos s , o , w e l referem-se, respectivamente à fase sólida, fase óleo, fase água e mistura de líquidos.

Considera-se equilíbrio térmico entre a fase sólida e líquida. O último termo do lado direito da equação (51) é chamado de “dissipação viscosa”. No presente estudo, este termo é desprezável.

O termo fonte da equação (51) representa a energia por unidade de volume entregue para o meio poroso através do aquecimento do poço.

Para o sistema bidimensional em estudo, a equação (51) pode ser re-escrita da seguinte forma:

$$\begin{aligned} & \rho_l c_{p,l} \left(\sigma \frac{\partial T}{\partial t} + u \frac{\partial T}{\partial x} + v \frac{\partial T}{\partial y} \right) \\ &= \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda_{eff} \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\lambda_{eff} \frac{\partial T}{\partial y} \right) + q_H''' [\delta(x - A) \delta(x - G)] \end{aligned} \quad (57)$$

onde os componentes u e v do vetor velocidade são obtidos aplicando-se a Lei de Darcy no campo de pressões.

4.2 Escolha do Método Numérico

A tarefa de um método numérico é resolver uma ou mais equações diferenciais, substituindo as derivadas existentes na equação por expressões algébricas que envolvem a função incógnita. Um método analítico que tivesse a habilidade de resolver tais equações nos daria a solução em uma forma fechada e seria possível, então, calcular os valores das variáveis dependentes em nível infinitesimal, isto é, para um número infinito de pontos. [14]

Por outro lado quando decidimos fazer uma aproximação numérica da equação diferencial, aceitamos ter a solução para um número discreto de pontos, mais próxima possível da solução exata. No caso do problema em questão, em um reservatório bidimensional, é fácil entender que ao decidirmos calcular, por exemplo, 100 valores de pressão e conseqüentemente 100 valores de saturação, teremos 100 incógnitas, sendo necessárias 100 equações algébricas para o fechamento, formando um sistema de 100 equações e 100 incógnitas. [14]

Se quisermos tornar mais precisos nossos cálculos, aumentando o número de incógnitas, o sistema linear a ser resolvido, logicamente também vai aumentando, proporcionalmente, em número de equações. O esforço computacional também cresce e de forma não linear.

A figura 4.1 exemplifica a tarefa do método numérico, na qual uma equação diferencial escrita em nível infinitesimal e definida para o domínio D é transformada em um sistema de equações algébricas. Para isto, as derivadas da função existentes na equação diferencial devem ser substituídas por valores discretos da função.

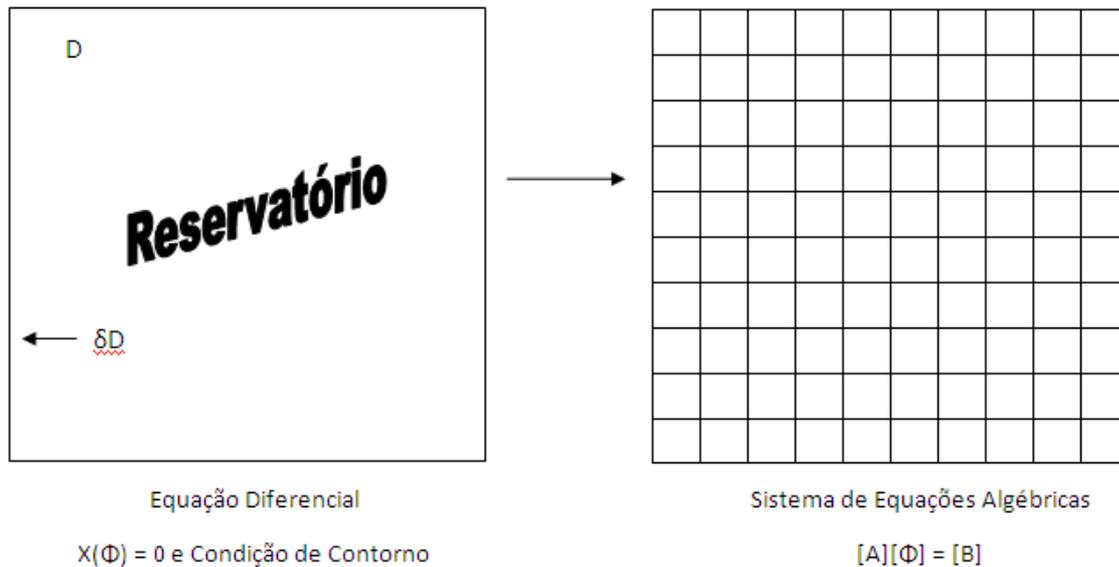


Figura 4.1. A Tarefa do Método Numérico

Nossa preocupação, neste projeto, será apenas com o método dos volumes finitos, já que, este método é intensivamente usado em problemas de escoamento de fluidos e transferência de calor. O reservatório bidimensional a ser estudado é de:

- ✓ Geometria Simples;
- ✓ Sem complexidade geológica, falhas ou estratificações;
- ✓ Malha homogênea, ideal para o fluxo;

Com estas características, torna-se apropriado o uso do Método dos Volumes Finitos e a solução do problema espera-se que seja adequada e satisfatória. Porém, a discretização aqui apresentada pode ser utilizada para meios heterogêneos e anisotrópicos.

4.3 Método dos Volumes Finitos (MVF) Aplicado as Equações Óleo-Água

De acordo com [14], existem duas maneiras de se obter as equações aproximadas no método dos volumes finitos. A primeira é a realização de balanços de propriedade em questão nos volumes elementares, ou volumes finitos, e a segunda é, partindo-se da equação diferencial na forma conservativa, integrando-a sobre o volume elementar, no espaço e no tempo.

Logicamente, os processos são equivalentes, pois basta lembrar que para deduzir as equações diferenciais é necessário primeiro realizar um balanço em um volume infinitesimal, fazendo-se, em seguida, o processo de limites para obter a equação diferencial.

Para ilustrar estes processos, considere o volume elementar bidimensional mostrado na figura 4.2.

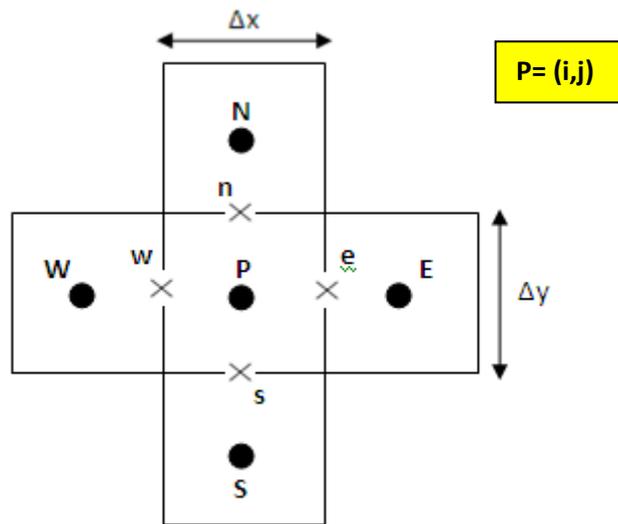


Figura 4.2 – Malha Computacional Bidimensional

Neste presente projeto, a discretização das equações será feita com base em [9], cuja formulação matemática está descrita abaixo, com algumas adaptações.

A malha empregada considera a dimensão na direção z como sendo unitária. Observe que a malha adotada possui volumes inteiros em todo o domínio.

Este procedimento é preferido por duas razões:

- ✓ Facilita a generalização do cálculo dos coeficientes se todos os volumes tiverem as mesmas características;
- ✓ Simplifica a aplicação das condições de contorno quando sistemas de equações estiverem sendo resolvidos;

4.3.1 Discretização da Equação Para a Fase Óleo

Utilizando o método dos volumes finitos aplicando as considerações previstas na seção anterior, podemos integrar a equação (49) no volume e no tempo:

$$\begin{aligned}
 & \int_t^{t+\Delta t} \int_V \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_x k_{ro}}{\mu_o B_o} \frac{\partial p_o}{\partial x} \right) dV dt + \int_t^{t+\Delta t} \int_V \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{k_y k_{ro}}{\mu_o B_o} \frac{\partial p_o}{\partial y} \right) dV dt = \\
 & = \int_t^{t+\Delta t} \int_V \left[(1 - S_w) C_1 \frac{\partial p_o}{\partial t} - C_2 \frac{\partial S_w}{\partial t} \right] dV dt \\
 & - \int_t^{t+\Delta t} \int_V \dot{q}_{o,std}''' dV dt
 \end{aligned} \tag{58}$$

A integral no volume é avaliada nas direções x e y. As propriedades são constantes na direção z que possui espessura h .

$$\begin{aligned}
 & \int_t^{t+\Delta t} \int_w^e \int_s^n \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_x k_{ro}}{\mu_o B_o} \frac{\partial p_o}{\partial x} \right) h dx dy dt + \int_t^{t+\Delta t} \int_w^e \int_s^n \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{k_y k_{ro}}{\mu_o B_o} \frac{\partial p_o}{\partial y} \right) h dy dx dt \\
 & = \int_t^{t+\Delta t} \int_w^e \int_s^n \left[(1 - S_w) C_1 \frac{\partial p_o}{\partial t} - C_2 \frac{\partial S_w}{\partial t} \right] h dy dx dt \\
 & - \int_t^{t+\Delta t} \int_w^e \int_s^n \dot{q}_{o,std}''' h dy dx dt
 \end{aligned} \tag{59}$$

Integrando no volume temos:

$$\begin{aligned}
 & \int_t^{t+\Delta t} \left(\frac{k_x k_{ro}}{\mu_o B_o} \frac{\partial p_o}{\partial x} \right)_w^e h \Delta y dt + \int_t^{t+\Delta t} \left(\frac{k_y k_{ro}}{\mu_o B_o} \frac{\partial p_o}{\partial y} \right)_s^n h \Delta x dt = \\
 & = \int_t^{t+\Delta t} \left[(1 - S_w) C_1 \frac{\partial p_o}{\partial t} - C_2 \frac{\partial S_w}{\partial t} \right] h \Delta x \Delta y dt - \int_t^{t+\Delta t} \dot{q}_{o,std} dt
 \end{aligned} \tag{60}$$

A partir deste ponto, torna-se necessário definir a função de interpolação no tempo, que descreverá o comportamento da variável p_o , que pode ser tanto uma grandeza escalar quanto vetorial, durante o intervalo de tempo t até $t+\Delta t$. Uma função algébrica possível para traduzir este comportamento pode ser escrita como:

$$p_o^\theta = \theta p_o + (1 - \theta)p_o^0 \quad (61)$$

Dependendo dos valores de θ adotados, pode-se ter uma formulação explícita ($\theta=0$), implícita ($\theta=0.5$, também conhecida como esquema de Crank-Nicholson) e totalmente implícita ($\theta = 1$).

A Figura 4.3 ilustra o comportamento de θ durante o intervalo de tempo Δt .

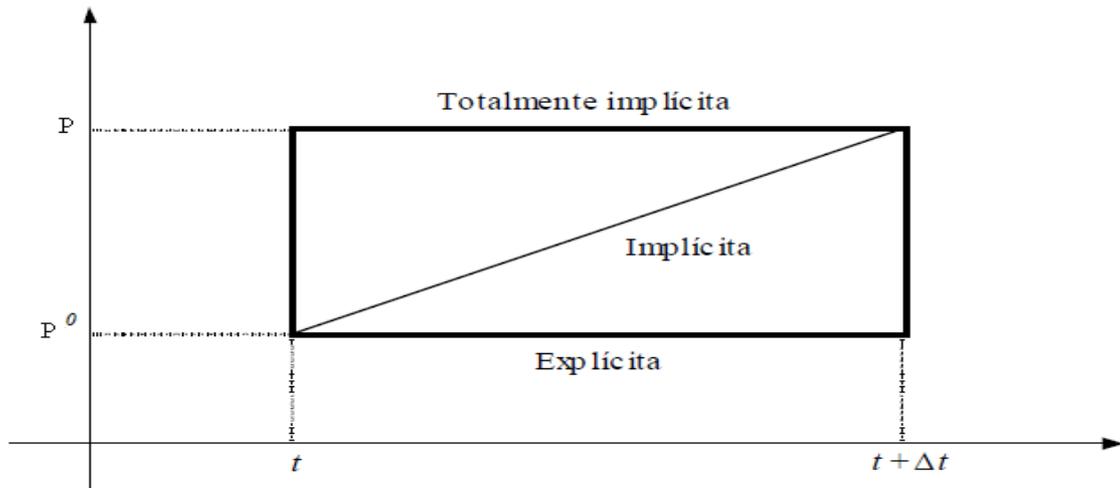


Figura 4.3. Comportamento da função interpolação dada pela Equação (61) [14]

Neste projeto iremos adotar uma formulação totalmente implícita, pois estamos considerando que os valores das variáveis em todo domínio estejam no mesmo instante de cálculo e sejam, igualmente, desconhecidas. A escolha deste tipo de discretização temporal leva invariavelmente a um sistema linear de equações, que deve ser resolvido para fornecer a distribuição da variável no domínio de cálculo.

Assim, a integração no tempo da equação (60) utilizando uma formulação totalmente implícita fica:

$$\begin{aligned} & \left(\frac{k_x k_{ro}}{\mu_o B_o} \frac{\partial p_o}{\partial x} \right)_w^e h \Delta y \Delta t + \left(\frac{k_y k_{ro}}{\mu_o B_o} \frac{\partial p_o}{\partial y} \right)_s^n h \Delta x \Delta t = \\ & = (1 - S_w^0) C_1 (p_o - p_o^0) h \Delta x \Delta y - C_2 (S_w - S_w^0) h \Delta x \Delta y - \dot{q}_{o, std} \Delta t \end{aligned} \quad (62)$$

Dividindo a equação (62) por $h\Delta x\Delta y\Delta t$ e aplicando os limites de integração, temos:

$$\begin{aligned} & \frac{1}{\Delta x} \left(\frac{k_x k_{ro}}{\mu_o B_o} \frac{\partial p_o}{\partial x} \right)_e - \frac{1}{\Delta x} \left(\frac{k_x k_{ro}}{\mu_o B_o} \frac{\partial p_o}{\partial x} \right)_w + \frac{1}{\Delta y} \left(\frac{k_y k_{ro}}{\mu_o B_o} \frac{\partial p_o}{\partial y} \right)_n - \frac{1}{\Delta y} \left(\frac{k_y k_{ro}}{\mu_o B_o} \frac{\partial p_o}{\partial y} \right)_s = \\ & = \frac{1}{\Delta t} (1 - S_w^0) C_1 (p_o - p_o^0) - \frac{1}{\Delta t} C_2 (S_w - S_w^0) h \Delta x - \frac{1}{h \Delta x \Delta y} \dot{q}_{o,std} \end{aligned} \quad (63)$$

As derivadas parciais da pressão da fase óleo podem ser obtidas pelo tradicional método da expansão em série de Taylor. Assim temos:

$$\begin{aligned} & \left(\frac{k_x k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_e \frac{p_{o,E} - p_{o,P}}{\Delta x^2} - \left(\frac{k_x k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_w \frac{p_{o,P} - p_{o,W}}{\Delta x^2} + \\ & + \left(\frac{k_y k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_n \frac{p_{o,N} - p_{o,P}}{\Delta y^2} - \left(\frac{k_y k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_s \frac{p_{o,P} - p_{o,S}}{\Delta y^2} = \\ & = \frac{1}{\Delta t} (1 - S_w^0) C_1 (p_o - p_o^0) - \frac{1}{\Delta t} C_2 (S_w - S_w^0) h \Delta x \Delta y - \frac{1}{h \Delta x \Delta y} \dot{q}_{o,std} \end{aligned} \quad (64)$$

Agrupando os termos semelhantes, vem que:

$$\begin{aligned} & \left[\frac{1}{\Delta x^2} \left(\frac{k_x k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_e \right] p_{o,E} + \left[\frac{1}{\Delta x^2} \left(\frac{k_x k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_w \right] p_{o,W} + \\ & + \left[\frac{1}{\Delta y^2} \left(\frac{k_y k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_n \right] p_{o,N} + \left[\frac{1}{\Delta y^2} \left(\frac{k_y k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_s \right] p_{o,S} - \\ & - \left[\frac{1}{\Delta x^2} \left(\frac{k_x k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_e + \frac{1}{\Delta x^2} \left(\frac{k_x k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_w + \frac{1}{\Delta y^2} \left(\frac{k_y k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_n + \frac{1}{\Delta y^2} \left(\frac{k_y k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_s \right] p_{o,P} = \\ & = \frac{1}{\Delta t} (1 - S_w^0) C_1 (p_o - p_o^0) - \frac{1}{\Delta t} C_2 (S_w - S_w^0) h \Delta x \Delta y - \frac{1}{h \Delta x \Delta y} \dot{q}_{o,std} \end{aligned} \quad (65)$$

Por questões didáticas e com fim de reduzir o tamanho da equação, os termos entre colchetes no lado esquerdo da equação (65) são usualmente conhecidos por transmissibilidades (τ) da fase óleo enquanto no membro direito englobamos determinados termos em um atributo arbitrário (C).

Assim a equação discretizada do escoamento da fase óleo em sua forma reduzida fica:

$$\begin{aligned} & \tau_{o,e}p_{o,E} + \tau_{ow}p_{o,W} + \tau_{o,n}p_{o,N} + \tau_{o,s}p_{o,S} - \tau_{o,p}p_{o,p} \\ & = C_{op,p}(p_{o,p} - p_{o,p}^0) + C_{ow,p}(S_{w,p} - S_{w,p}^0) - \frac{\dot{q}_{o,std}}{\Delta V} \end{aligned} \quad (66)$$

Onde, já utilizando as relações (48):

$$\begin{aligned} \tau_{o,e} &= \left[\frac{1}{\Delta x^2} \left(\frac{k_x k_{ro}}{\mu_o B_o} \right) \right]_e & \tau_{o,w} &= \left[\frac{1}{\Delta x^2} \left(\frac{k_x k_{ro}}{\mu_o B_o} \right) \right]_w \\ \tau_{o,n} &= \left[\frac{1}{\Delta y^2} \left(\frac{k_y k_{ro}}{\mu_o B_o} \right) \right]_n & \tau_{o,s} &= \left[\frac{1}{\Delta y^2} \left(\frac{k_x k_{ro}}{\mu_o B_o} \right) \right]_s \\ \tau_{o,p} &= \tau_{o,w} + \tau_{o,e} + \tau_{o,n} + \tau_{o,s} \\ C_{op,p} &= \frac{1}{\Delta t} (1 - S_w^0) \left[\phi \frac{\partial}{\partial p_o} \left(\frac{1}{B_o} \right) + \frac{1}{B_o} \frac{\partial \phi}{\partial p_o} \right]_p & C_{ow,p} &= - \left[\frac{\phi}{\Delta t} \left(\frac{1}{B_o} \right) \right]_p \\ \Delta V &= h \Delta x \Delta y \end{aligned} \quad (67)$$

4.3.2 Discretização da Equação Para a Fase Água

O procedimento para a discretização da equação para fase água é bastante semelhante ao utilizado para fase óleo.

O cuidado adicional que deve ser tomado é com relação a existência da Pressão Capilar, ou seja, $P_o - P_{cow} = P_w$. Assim temos que, a partir da equação (50) vem:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{k_x k_{rw}}{\mu_w B_w} \left(\frac{\partial p_w}{\partial x} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[\frac{k_y k_{rw}}{\mu_w B_w} \left(\frac{\partial p_o}{\partial y} \right) \right] = (S_w) C_3 \frac{\partial p_o}{\partial t} + C_4 \frac{\partial S_w}{\partial t} - \dot{q}_{w,std}''' \quad (68)$$

Integrando no volume e no tempo, considerando uma formulação totalmente implícita e colecionando os termos, teremos:

$$\begin{aligned}
& \left[\frac{1}{\Delta x^2} \left(\frac{k_x k_{rw}}{\mu_w B_w} \right) \right]_e p_{w,E} + \left[\frac{1}{\Delta x^2} \left(\frac{k_x k_{rw}}{\mu_w B_w} \right) \right]_w p_{w,W} + \\
& + \left[\frac{1}{\Delta y^2} \left(\frac{k_y k_{rw}}{\mu_w B_w} \right) \right]_n p_{w,N} + \left[\frac{1}{\Delta y^2} \left(\frac{k_y k_{rw}}{\mu_w B_w} \right) \right]_s p_{w,S} - \\
& - \left[\frac{1}{\Delta x^2} \left(\frac{k_x k_{rw}}{\mu_w B_w} \right) \right]_e + \frac{1}{\Delta x^2} \left(\frac{k_x k_{rw}}{\mu_w B_w} \right) \Big|_w + \frac{1}{\Delta y^2} \left(\frac{k_y k_{rw}}{\mu_w B_w} \right) \Big|_n + \frac{1}{\Delta y^2} \left(\frac{k_y k_{rw}}{\mu_w B_w} \right) \Big|_s p_{w,P} = \\
& = \frac{1}{\Delta t} S_{w,P}^0 C_3 (p_{o,P} - p_{o,P}^0) + \frac{1}{\Delta t} C_4 (S_{w,P} - S_{w,P}^0) - \frac{1}{h \Delta x \Delta y} \dot{q}_{w,std} \quad (69)
\end{aligned}$$

Novamente, por questões didáticas e com fim de reduzir o tamanho da equação, os termos entre colchetes no membro esquerdo da equação são usualmente conhecidos por transmissibilidades (τ) da fase água enquanto no membro direito englobamos determinados termos em um atributo arbitrário (C).

Assim a equação preliminar discretizada do escoamento da fase água em sua forma reduzida fica:

$$\begin{aligned}
& \tau_{w,e} p_{w,E} + \tau_{w,w} p_{w,W} + \tau_{w,n} p_{w,N} + \tau_{w,s} p_{o,S} - \tau_{w,P} p_{o,P} \\
& = C_{wp,P} (p_{o,P} - p_{o,P}^0) + C_{ww,P} (S_{w,P} - S_{w,P}^0) - \frac{\dot{q}_{w,std}}{\Delta V} \quad (70)
\end{aligned}$$

Onde utilizando mais uma vez as relações (48):

$$\begin{aligned}
\tau_{w,e} &= \left[\frac{1}{\Delta x^2} \left(\frac{k_x k_{rw}}{\mu_w B_w} \right) \right]_e & \tau_{w,w} &= \left[\frac{1}{\Delta x^2} \left(\frac{k_w k_{rw}}{\mu_w B_w} \right) \right]_w \\
\tau_{w,n} &= \left[\frac{1}{\Delta y^2} \left(\frac{k_y k_{rw}}{\mu_w B_w} \right) \right]_n & \tau_{w,s} &= \left[\frac{1}{\Delta y^2} \left(\frac{k_x k_{rw}}{\mu_w B_w} \right) \right]_s \\
\tau_{w,P} &= \tau_{w,w} + \tau_{w,e} + \tau_{w,n} + \tau_{w,s} & C_{wp,P} &= \frac{S_w^0}{\Delta t} \left[\phi \frac{\partial}{\partial p_o} \left(\frac{1}{B_w} \right) + \frac{1}{B_w} \frac{\partial \phi}{\partial p_o} \right]_P \\
C_{ww,P} &= - \left[\frac{\phi}{\Delta t} \left(\frac{1}{B_w} \right) \right]_P & \Delta V &= h \Delta x \Delta y \quad (71)
\end{aligned}$$

Entretanto, é preciso lembrar como foi dito no início desta subseção que $P_w = P_o - P_{cow}$. Assim temos que:

$$\begin{aligned} & \tau_{w,e}p_{w,E} + \tau_{w,w}p_{w,W} + \tau_{w,n}p_{w,N} + \tau_{w,s}p_{o,S} - \tau_{w,p}p_{o,p} - \\ & - [\tau_{w,e}p_{cow,E} + \tau_{w,w}p_{cow,W} + \tau_{w,n}p_{cow,N} + \tau_{w,s}p_{cow,S} - \tau_{w,p}p_{cow,p}] = \\ & = C_{wp,P}(p_o - p_o^0) + C_{ww,P}(S_{w,P} - S_{w,P}^0) - \frac{\dot{q}_{w,std}}{\Delta V} \end{aligned} \quad (72)$$

Finalmente, obtemos a equação final discretizada para o escoamento da fase água:

$$\begin{aligned} & \tau_{w,w}p_{o,W} + \tau_{w,e}p_{o,E} + \tau_{w,n}p_{o,N} + \tau_{w,s}p_{o,S} - \tau_{w,p}p_{o,p} \\ & = C_{wp,P}(p_o - p_o^0) + C_{ww,P}(S_{w,P} - S_{w,P}^0) + D_{cow,P} - \frac{\dot{q}_{w,std}}{\Delta V} \end{aligned} \quad (73)$$

Onde:

$$D_{cow,P} = \tau_{w,e}p_{cow,E} + \tau_{w,w}p_{cow,W} + \tau_{w,n}p_{cow,N} + \tau_{w,s}p_{cow,S} - \tau_{w,p}p_{cow,p}$$

Seria conveniente agora implementar as duas equações (óleo/água) discretizadas, de sorte que, obteríamos os resultados de Pressão (P_o) e Saturação (S_w), a cada passo de tempo. Entretanto, ainda é possível otimizar este procedimento aplicando o método IMPES (*Implicit Pressure Explicit Saturation*).

4.4 Método IMPES (Implicit Pressure Explicit Saturation)

IMPES é um dos procedimentos mais utilizados na simulação de reservatórios de petróleo. [14]

O objetivo do método é obter uma única equação de pressão para cada célula do grid combinando as equações de fluxo para eliminar as incógnitas, no caso, as saturações (S_w). Para isso, a pressão capilar e as transmissibilidades devem ser avaliadas explicitamente (no tempo t) ou no nível de interação i . Usando o tratamento explícito

para tais, conseqüentemente, o método IMPES é usado para uma mudança de saturação lenta de um passo de tempo para o próximo.

A equação da pressão é escrita para cada $n = 1, 2, 3, \dots, n$ e o conjunto de equações resultante é resolvido, diretamente ou de forma iterativa, para a distribuição da pressão de óleo de fase (P_o).

O segundo passo no método IMPES envolve a solução explícita para as incógnitas, substituindo a pressão de saturação em $t + \Delta t$ nas equações do fluxo adequado para cada célula do grid. Embora a função da pressão e transmissibilidade possam ser tratados implicitamente, a sua avaliação explícita não causa graves problemas de estabilidade, já que possui uma não-linearidade fraca.

Abaixo é apresentado de forma esquemática e simples, como funciona o método IMPES:

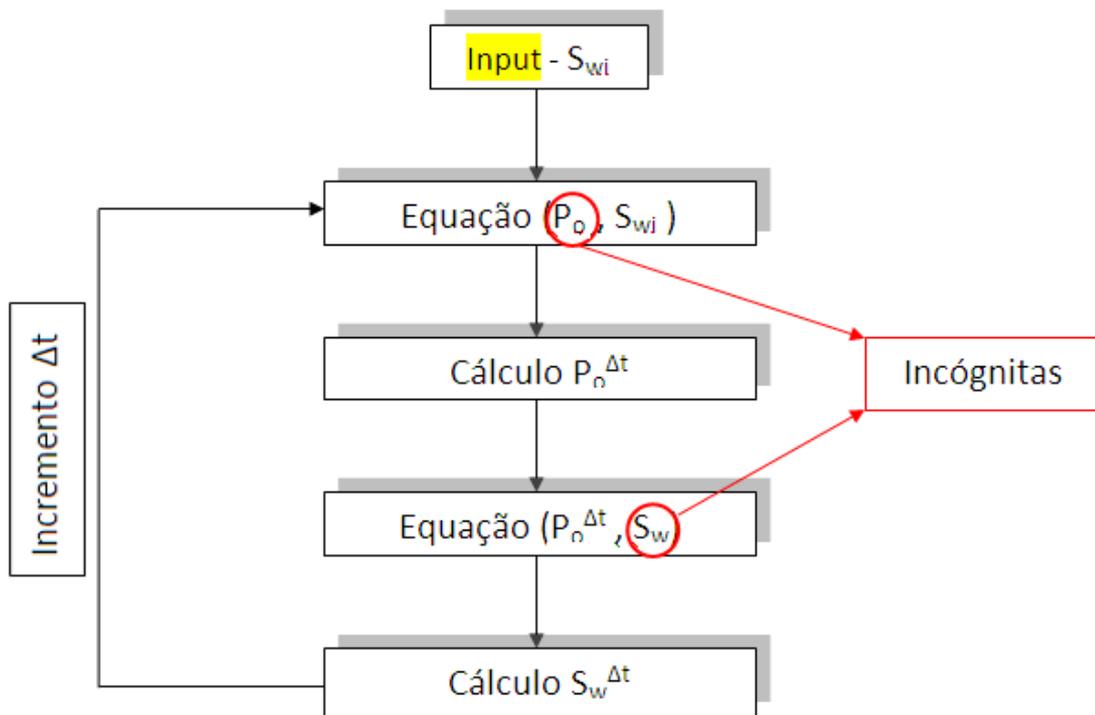


Figura 4.4. Esquema do Método IMPES (*Implicit Pressure Explicit Saturation*)

Este esquema requer e tem como principais vantagens:

- ✓ um pequeno esforço computacional por iteração, visto que, a pressão é o único valor desconhecido para ser calculado através de um sistema de equações lineares;
- ✓ o procedimento para o avanço da saturação é facilmente vetorizado.

Já a principal desvantagem são oscilações esporádicas e aleatórias na solução, bem como *throughput* e tamanho do passo de tempo.

4.5 Método IMPES Para o Modelo de Fluxo Bidimensional Óleo - Água

O interesse neste presente projeto é aplicar o método IMPES, às equações (66) e (73). Para tal iremos repeti-las neste tópico para estruturar a solução matemática:

A equação para o óleo:

$$\begin{aligned} & \tau_{o,e}p_{o,E} + \tau_{ow}p_{o,W} + \tau_{o,n}p_{o,N} + \tau_{o,s}p_{o,S} - \tau_{o,p}p_{o,p} \\ & = C_{op,P}(p_{o,P} - p_{o,P}^0) + C_{ow,P}(S_{w,P} - S_{w,P}^0) - \frac{\dot{q}_{o,std}}{\Delta V} \end{aligned} \quad (66)$$

Já a equação para a água:

$$\begin{aligned} & \tau_{w,w}p_{o,W} + \tau_{w,e}p_{o,E} + \tau_{w,n}p_{o,N} + \tau_{w,s}p_{o,S} - \tau_{w,p}p_{o,p} \\ & = C_{wp,P}(p_o - p_o^0) + C_{ww,P}(S_{w,P} - S_{w,P}^0) + D_{cow,P} - \frac{\dot{q}_{w,std}}{\Delta V} \end{aligned} \quad (73)$$

A equação da pressão para cada célula do grid pode ser obtida combinando as duas equações anteriores de tal forma que o termo contendo $(S_{w,P} - S_{w,P}^0)$ desapareça.

O procedimento em geral realizado de modo a alcançar este objetivo é multiplicando-se a equação (73) por uma constante A e somando-se o resultado com a equação (66). A constante A é dada por:

$$A = - \frac{C_{ow,P}}{C_{ww,P}} \quad (74)$$

Assim temos:

$$\begin{aligned} & - \frac{C_{ow,P}}{C_{ww,P}} \tau_{w,e} p_{o,E} - \frac{C_{ow,P}}{C_{ww,P}} \tau_{w,w} p_{o,W} - \frac{C_{ow,P}}{C_{ww,P}} \tau_{w,n} p_{o,N} - \frac{C_{ow,P}}{C_{ww,P}} \tau_{w,s} p_{o,S} \\ & + \frac{C_{ow,P}}{C_{ww,P}} \tau_{w,p} p_{o,p} + \tau_{o,e} p_{o,E} + \tau_{o,w} p_{o,W} + \tau_{o,n} p_{o,N} + \tau_{o,s} p_{o,S} - \tau_{o,p} = \\ = & - \frac{C_{ow,P}}{C_{ww,P}} C_{wp,P} (p_o - p_o^0) + \cancel{C_{op,P} (p_{o,p} - p_{o,p}^0)} - \cancel{C_{ow,P} (S_{w,p} - S_{w,p}^0)} + \\ & + C_{ow,P} (S_{w,p} - S_{w,p}^0) - \frac{C_{ow,P}}{C_{ww,P}} D_{cow,P} + \frac{C_{ow,P}}{C_{ww,P}} \frac{\dot{q}_{w,std}}{\Delta V} - \frac{\dot{q}_{o,std}}{\Delta V} \end{aligned} \quad (75)$$

Simplificando a equação anterior:

$$\begin{aligned} & \left[\tau_{o,e} - \frac{C_{ow,P}}{C_{ww,P}} \tau_{w,e} \right] p_{o,E} + \left[\tau_{o,w} - \frac{C_{ow,P}}{C_{ww,P}} \tau_{w,w} \right] p_{o,W} \\ & + \left[\tau_{o,n} - \frac{C_{ow,P}}{C_{ww,P}} \tau_{w,n} \right] p_{o,N} + \left[\tau_{o,e} - \frac{C_{ow,P}}{C_{ww,P}} \tau_{w,s} \right] p_{o,S} \\ & - \left[\tau_{o,p} - C_{ow,P} + \frac{C_{ow,P}}{C_{ww,P}} (\tau_{w,p} + C_{wp,P}) \right] p_{o,p} = \\ = & \left[\frac{C_{ow,P}}{C_{ww,P}} C_{wp,P} - C_{op,P} \right] p_{o,p}^0 - \left[\frac{C_{ow,P}}{C_{ww,P}} D_{cow,P} \right] + \left[\frac{C_{ow,P}}{C_{ww,P}} \frac{\dot{q}_{w,std}}{\Delta V} - \frac{\dot{q}_{o,std}}{\Delta V} \right] \end{aligned} \quad (76)$$

Ou ainda,

$$A_e p_{o,E} + A_w p_{o,W} + A_n p_{o,N} + A_s p_{o,S} - A_p p_{o,p} = B_p \quad (77)$$

Onde,

$$\begin{aligned}
A_e &= \tau_{o,e} - \frac{C_{ow,P}}{C_{ww,P}} \tau_{w,e} & A_w &= \tau_{o,w} - \frac{C_{ow,P}}{C_{ww,P}} \tau_{w,w} \\
A_n &= \tau_{o,n} - \frac{C_{ow,P}}{C_{ww,P}} \tau_{w,n} & A_s &= \tau_{o,e} - \frac{C_{ow,P}}{C_{ww,P}} \tau_{w,s} \\
A_p &= \tau_{o,p} - C_{ow,P} + \frac{C_{ow,P}}{C_{ww,P}} (\tau_{w,p} + C_{wp,p}) \\
B_p &= \left[\frac{C_{ow,P}}{C_{ww,P}} C_{wp,p} - C_{op,p} \right] p_{o,p}^0 - \left[\frac{C_{ow,P}}{C_{ww,P}} D_{cow,p} \right] + \left[\frac{C_{ow,P}}{C_{ww,P}} \frac{\dot{q}_{w,std}}{\Delta V} - \frac{\dot{q}_{o,std}}{\Delta V} \right] \quad (78)
\end{aligned}$$

A Equação (77) é a equação para a pressão da fase óleo no volume P . Se escrita para todos os volumes do domínio, esta equação fornece um sistema linear de equações, que, de forma matricial, pode ser escrito:

$$[\mathbf{A}] [\mathbf{P}] = [\mathbf{B}] \quad (79)$$

Cuja inversão da matriz $[\mathbf{A}]$ fornece a seguinte solução:

$$[\mathbf{P}] = [\mathbf{A}]^{-1} [\mathbf{B}]$$

A solução é iterativa uma vez que B_o , B_w , μ_o e μ_w são funções da pressão da fase óleo. A partir da solução desta equação matricial obteremos como resultado o campo de pressões para cada célula do grid.

Entretanto, para completar a dinâmica do método IMPES mostrado na figura 4.4 é necessário calcular o campo de saturação de água no tempo $(t + \Delta t)$ utilizando o campo de pressão da fase óleo já calculado no passo anterior. O campo de saturação de água é dado pela equação (50), re-escrita abaixo por questões didáticas:

$$\begin{aligned}
&\frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{k_x k_{rw}}{\mu_w B_w} \left(\frac{\partial p_o}{\partial x} - \frac{\partial p_{cow}}{\partial x} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[\frac{k_y k_{rw}}{\mu_w B_w} \left(\frac{\partial p_o}{\partial y} - \frac{\partial p_{cow}}{\partial y} \right) \right] = \\
&= (S_w) C_3 \frac{\partial p_o}{\partial t} + C_4 \frac{\partial S_w}{\partial t} - \dot{q}_{w,std}''' \quad (80)
\end{aligned}$$

Após a discretização já realizada na seção 4.3 a solução para o campo de saturação da água é direta:

$$\begin{aligned}
 S_{w,P} = S_{w,P}^0 + \frac{1}{C_{ww,P}} [& \tau_{w,w}(p_{o,W} - p_{cow,W}) + \tau_{w,e}(p_{o,E} - p_{cow,E}) + \tau_{w,n}(p_{o,N} \\
 & - p_{cow,N}) + \tau_{w,s}(p_{o,S} - p_{cow,S}) - \tau_{w,p}(p_{o,p} - p_{cow,p}) \\
 & - C_{wp,P}(p_o - p_o^0)] + \left[\frac{\dot{q}_{w,std}}{C_{ww,P}\Delta V} \right]
 \end{aligned}
 \tag{81}$$

Com isso, conclui-se a metodologia a ser implementada no Mathemática 7, cuja solução para cada célula do grid e em cada passo de tempo será um vetor $(P_{i,j}, S_{w,i,j}, t)$.

Falta ainda abordar, a seção que inclui a discretização da equação da energia no reservatório para assim termos discutido todas as equações implementadas no Mathemática 7 a fim de que se obtenham os resultados desejados para análise final.

4.6 Discretização da Equação da Energia

A discretização da Equação da Energia segue o Método dos Volumes Finitos:

$$\begin{aligned}
 & \int_t^{t+\Delta t} \int_V \rho_l c_{p,l} \left(\sigma \frac{\partial T}{\partial t} + u \frac{\partial T}{\partial x} + v \frac{\partial T}{\partial y} \right) dV dt = \\
 & = \int_t^{t+\Delta t} \int_V \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda_{eff} \frac{\partial T}{\partial x} \right) dV dt \\
 & + \int_t^{t+\Delta t} \int_V \frac{\partial}{\partial y} \left(\lambda_{eff} \frac{\partial T}{\partial y} \right) dV dt + \int_t^{t+\Delta t} \int_V q_H''' dV dt +
 \end{aligned}
 \tag{82}$$

A integral no volume é avaliada nas direções x e y. As propriedades são constantes na direção z que possui espessura h .

$$\begin{aligned}
& \int_t^{t+\Delta t} \int_w^e \int_s^n \rho_l c_{p,l} \left(\sigma \frac{\partial T}{\partial t} + u \frac{\partial T}{\partial x} + v \frac{\partial T}{\partial y} \right) h dy dx dt = \\
& = \int_t^{t+\Delta t} \int_w^e \int_s^n \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda_{eff} \frac{\partial T}{\partial x} \right) h dy dx dt \\
& + \int_t^{t+\Delta t} \int_w^e \int_s^n \frac{\partial}{\partial y} \left(\lambda_{eff} \frac{\partial T}{\partial y} \right) h dy dx dt \\
& + \int_t^{t+\Delta t} \int_w^e \int_s^n q_H''' h dy dx dt
\end{aligned}
\tag{83}$$

Integrando no volume, temos:

$$\begin{aligned}
& \int_t^{t+\Delta t} \left[\rho_l c_{p,l} \left(\sigma \frac{\partial T}{\partial t} \right)_p h \Delta x \Delta y + (\rho_l c_{p,l} u T)_w^e h \Delta y + ((\rho_l c_{p,l} v T)_s^n h \Delta x \right] dt = \\
& = \int_t^{t+\Delta t} \left[\left(\lambda_{eff} \frac{\partial T}{\partial x} \right)_w^e h \Delta y \right] dt + \int_t^{t+\Delta t} \left[\left(\lambda_{eff} \frac{\partial T}{\partial y} \right)_s^n h \Delta x \right] dt \\
& + \int_t^{t+\Delta t} q_H dt
\end{aligned}
\tag{84}$$

Considerando uma formulação totalmente implícita, a integração no tempo fica:

$$\begin{aligned}
& \rho_l c_{p,l} \sigma (T_p - T_p^0) h \Delta x \Delta y + (\rho_l c_{p,l} u T)_w^e h \Delta y \Delta t + (\rho_l c_{p,l} v T)_s^n h \Delta x \Delta t = \\
& = \left(\lambda_{eff} \frac{\partial T}{\partial x} \right)_w^e h \Delta y \Delta t + \left(\lambda_{eff} \frac{\partial T}{\partial y} \right)_s^n h \Delta x \Delta t + q_H \Delta t
\end{aligned}
\tag{85}$$

Dividindo a equação (85) por $h \Delta x \Delta y \Delta t$ e aplicando os limites de integração, temos:

$$\begin{aligned}
& \rho_l c_{p,l} \sigma \left(\frac{T_P - T_P^0}{\Delta t} \right) + \frac{1}{\Delta x} (\rho_l c_{p,l} u)_w T_w - \frac{1}{\Delta x} (\rho_l c_{p,l} u)_e T_e + \frac{1}{\Delta y} (\rho_l c_{p,l} v)_n T_n \\
& - \frac{1}{\Delta y} (\rho_l c_{p,l} v)_s T_s = \\
& = \frac{1}{\Delta x} \left(\lambda_{eff} \frac{\partial T}{\partial x} \right)_e - \frac{1}{\Delta x} \left(\lambda_{eff} \frac{\partial T}{\partial x} \right)_w + \frac{1}{\Delta y} \left(\lambda_{eff} \frac{\partial T}{\partial y} \right)_n \\
& - \frac{1}{\Delta y} \left(\lambda_{eff} \frac{\partial T}{\partial y} \right)_s + \frac{q_H}{h \Delta x \Delta y}
\end{aligned} \tag{86}$$

As derivadas parciais da temperatura podem ser obtidas pelo tradicional método da expansão em série de Taylor. As temperaturas e fluxos nas fronteiras (e , w , n , s) podem ser obtidas através das seguintes funções de interpolação:

$$T_i = \left(\frac{1}{2} + \alpha_i \right) T_P + \left(\frac{1}{2} - \alpha_i \right) T_I \tag{87}$$

Onde $i = e, w, n, s$

$$\left(\lambda_{eff} \frac{\partial T}{\partial x} \right)_i = \beta_i \lambda_{eff,i} \frac{T_I - T_P}{\Delta x} \tag{88}$$

Para $I = E, W, N, S$ e onde as constantes α_i e β_i são escolhidas de forma a recuperar as funções de interpolação do tipo *upwind* ou diferenças centrais.[26]

Assim temos:

$$\begin{aligned}
& \rho_l c_{p,l} \sigma \left(\frac{T_P - T_P^0}{\Delta t} \right) + \frac{(\rho_l c_{p,l} u)_e}{\Delta x} \left[\left(\frac{1}{2} + \alpha_e \right) T_E + \left(\frac{1}{2} - \alpha_e \right) T_P \right] \\
& - \frac{(\rho_l c_{p,l} u)_w}{\Delta x} \left[\left(\frac{1}{2} + \alpha_w \right) T_W + \left(\frac{1}{2} - \alpha_w \right) T_P \right] \\
& + \frac{(\rho_l c_{p,l} v)_n}{\Delta y} \left[\left(\frac{1}{2} + \alpha_n \right) T_N + \left(\frac{1}{2} - \alpha_n \right) T_P \right] \\
& - \frac{(\rho_l c_{p,l} v)_s}{\Delta y} \left[\left(\frac{1}{2} + \alpha_s \right) T_S + \left(\frac{1}{2} - \alpha_s \right) T_P \right] = \\
& = \frac{1}{\Delta x} \left(\beta_w \lambda_{eff,w} \frac{T_E - T_P}{\Delta x} \right) - \frac{1}{\Delta x} \left(\beta_e \lambda_{eff,e} \frac{T_P - T_W}{\Delta x} \right) \\
& + \frac{1}{\Delta y} \left(\beta_n \lambda_{eff,n} \frac{T_N - T_P}{\Delta y} \right) - \frac{1}{\Delta y} \left(\beta_s \lambda_{eff,s} \frac{T_P - T_S}{\Delta y} \right) + \frac{q_H}{h \Delta x \Delta y}
\end{aligned}$$

(89)

Combinando os termos semelhantes, vem que:

$$\begin{aligned}
& \left[\frac{\beta_e \lambda_{eff,e}}{\Delta x^2} - \frac{(\rho_l c_{p,l} u)_e}{\Delta x} \left(\frac{1}{2} + \alpha_e \right) \right] T_E + \left[\frac{\beta_w \lambda_{eff,w}}{\Delta x^2} + \frac{(\rho_l c_{p,l} u)_w}{\Delta x} \left(\frac{1}{2} - \alpha_w \right) \right] T_W \\
& + \left[\frac{\beta_n \lambda_{eff,n}}{\Delta y^2} - \frac{(\rho_l c_{p,l} v)_n}{\Delta y} \left(\frac{1}{2} + \alpha_n \right) \right] T_N + \left[\frac{\beta_s \lambda_{eff,s}}{\Delta y^2} + \frac{(\rho_l c_{p,l} v)_s}{\Delta y} \left(\frac{1}{2} - \alpha_s \right) \right] T_S \\
& - \left\{ \left[\frac{\beta_w \lambda_{eff,e}}{\Delta x^2} + \frac{(\rho_l c_{p,l} u)_e}{\Delta x} \left(\frac{1}{2} - \alpha_e \right) \right] + \left[\frac{\beta_e \lambda_{eff,w}}{\Delta x^2} - \frac{(\rho_l c_{p,l} u)_w}{\Delta x} \left(\frac{1}{2} + \alpha_w \right) \right] \right. \\
& \left. + \left[\frac{\beta_n \lambda_{eff,n}}{\Delta y^2} + \frac{(\rho_l c_{p,l} v)_n}{\Delta y} \left(\frac{1}{2} - \alpha_n \right) \right] + \left[\frac{\beta_s \lambda_{eff,s}}{\Delta y^2} - \frac{(\rho_l c_{p,l} v)_s}{\Delta y} \left(\frac{1}{2} + \alpha_s \right) \right] + \frac{\rho_l c_{p,l} \sigma}{\Delta t} \right\} T_P = \\
& = - \left[\frac{\rho_l c_{p,l} \sigma}{\Delta t} T_P^0 + \frac{q_H}{h \Delta x \Delta y} \right]
\end{aligned} \tag{90}$$

Ou simplesmente:

$$A_e T_E + A_w T_W + A_n T_N + A_s T_S - A_p T_P = B_p \tag{91}$$

onde, os termos considerados acima equivalem à :

$$\begin{aligned}
 A_e &= \frac{\beta_e \lambda_{eff,e}}{\Delta x^2} - C_e \left(\frac{1}{2} + \alpha_e \right) & A_w &= \frac{\beta_w \lambda_{eff,w}}{\Delta x^2} - C_w \left(\frac{1}{2} - \alpha_w \right) \\
 A_n &= \frac{\beta_n \lambda_{eff,n}}{\Delta y^2} - C_n \left(\frac{1}{2} + \alpha_n \right) & A_s &= \frac{\beta_s \lambda_{eff,s}}{\Delta y^2} - C_s \left(\frac{1}{2} - \alpha_s \right) \\
 C_e &= \left[\frac{(\rho_l c_{p,l} u)_e}{\Delta x} \right] & C_w &= - \left[\frac{(\rho_l c_{p,l} u)_w}{\Delta x} \right] \\
 C_n &= \left[\frac{(\rho_l c_{p,l} v)_n}{\Delta y} \right] & C_s &= - \left[\frac{(\rho_l c_{p,l} v)_s}{\Delta y} \right] \\
 A_p &= - [A_w + A_e + A_n + A_s + C_w + C_e + C_n + C_s + \frac{\rho_l c_{p,l} \sigma}{\Delta t} \\
 B_p &= - \left[\frac{\rho_l c_{p,l} \sigma}{\Delta t} T_p^0 + \frac{q_H}{h \Delta x \Delta y} \right]
 \end{aligned} \tag{92}$$

Para obedecer ao critério de positividade dos coeficientes A_{nb} :

$$\Delta x < \frac{\beta_e \lambda_{eff,e}}{(\rho_l c_{p,l} u)_e \left(\frac{1}{2} + \alpha_e \right)}; \quad e \quad \Delta y < \frac{\beta_n \lambda_{eff,n}}{(\rho_l c_{p,l} v)_n \left(\frac{1}{2} + \alpha_n \right)}$$

De posse das equações discretizadas da fase óleo, água e da energia a solução, concluímos a metodologia a ser implementada no Mathemática 7, cuja solução para cada célula do grid e em cada passo de tempo será um vetor $(P_{ij}, S_{w,ij}, t)$.

Apresentaremos por fim, por questões didáticas, o tratamento e o raciocínio empregado para obtenção do sistema linear de equações para resolvermos o vetor em questão, citado anteriormente.

4.7 Obtenção do Sistema Linear de Equações

Consideremos um sistema bidimensional 4 x 4 conforme mostra a Figura 4.5. Para o volume 1, a equação (91) é válida e pode ser escrita como:

$$A_s P_{o(5)} + A_e P_{o(2)} - A_p P_{o(1)} = B_{(1)} \quad (93)$$

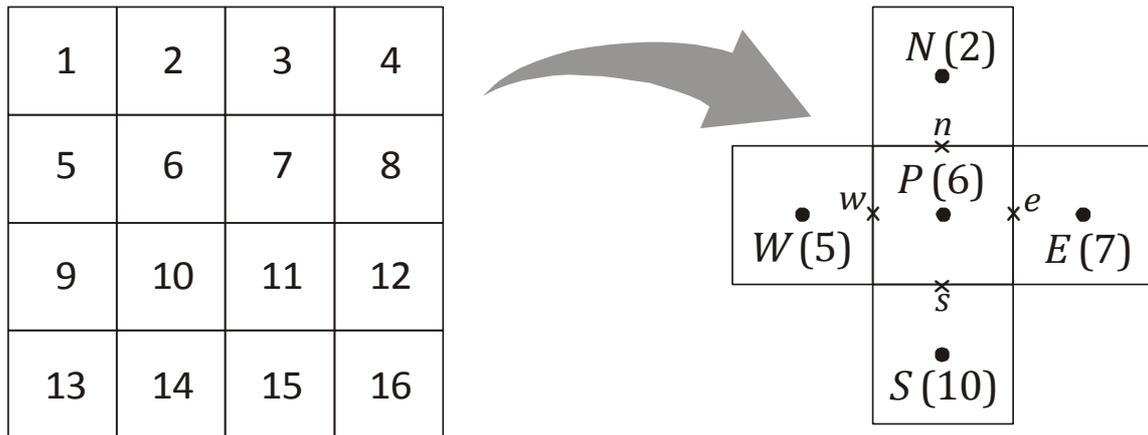


Figura 4.5 – Discretização de um domínio regular 4x4

Observamos que os A_{nb} 's são avaliados nas fronteiras do volume 1. Portanto:

$$A_{e(1)} P_{o(2)} + A_{s(1)} P_{o(5)} - A_{p(1)} P_{o(1)} = B_{(1)} \quad (94)$$

Para o volume 6, a equação (77) é válida e pode ser escrita como:

$$A_w P_{o(5)} + A_e P_{o(7)} + A_n P_{o(2)} + A_s P_{o(10)} - A_p P_{o(6)} = B_{(6)} \quad (95)$$

Observamos que os A_{nb} 's são avaliados nas fronteiras do volume 6. Portanto:

$$A_{w(6)} P_{o(5)} + A_{e(6)} P_{o(7)} + A_{n(6)} P_{o(2)} + A_{s(6)} P_{o(10)} - A_{p(6)} P_{o(6)} = B_{(6)} \quad (96)$$

Para o volume 16, a equação (77) também é válida e pode ser escrita como:

$$A_w P_{o(15)} + A_n P_{o(12)} - A_P P_{o(16)} = B_{(16)} \quad (97)$$

Observamos que os A_{nb} 's são avaliados nas fronteiras do volume 16. Portanto:

$$A_{w(16)} P_{o(15)} + A_{n(16)} P_{o(12)} - A_{P(16)} P_{o(16)} = B_{(16)} \quad (98)$$

Na equação (94) o coeficiente $A_{e(1)}$ ocupa a coluna 2 enquanto que $A_{s(1)}$ ocupa a coluna 5. Por sua vez, o coeficiente $A_{P(1)}$ ocupa a coluna 1. Assim:

$$A_{e(1,2)} P_{o(2)} + A_{s(1,5)} P_{o(5)} - A_{P(1,1)} P_{o(1)} = B_{(1)} \quad (99)$$

Ou simplesmente:

$$A_{(1,2)} P_{o(2)} + A_{(1,5)} P_{o(5)} - A_{(1,1)} P_{o(1)} = B_{(1)} \quad (100)$$

Da mesma forma, as equações (96) e (98) ficam sendo, respectivamente:

$$A_{(6,5)} P_{o(5)} + A_{(6,5)} P_{o(7)} + A_{(6,2)} P_{o(2)} + A_{(6,10)} P_{o(10)} - A_{(6,6)} P_{o(6)} = B_{(6)} \quad (101)$$

$$A_{(16,15)} P_{o(15)} + A_{(16,12)} P_{o(12)} - A_{(16,16)} P_{o(16)} = B_{(16)} \quad (102)$$

De forma genérica, para um volume i qualquer:

$$\begin{aligned} &A_{(i,i-1)} P_{o(i-1)} + A_{(i,i+1)} P_{o(i+1)} + A_{(i,i-Ni)} P_{o(i-Ni)} + \\ &+ A_{(i,i+Ni)} P_{o(i+Ni)} - A_{(i,i)} P_{o(i)} = B_{(i)} \end{aligned} \quad (103)$$

Onde:

O segundo passo foi escolher o método a ser aplicado para discretização das equações. O eleito foi o método dos volumes finitos, visto que, ele é intensivamente usado em problemas de escoamento de fluidos e transferência de calor. Assim, foi feita a discretização das equações para o escoamento na fase óleo e água, respectivamente.

Seguindo adiante, tendo como objetivo otimizar a solução de encontrar o vetor (P, S_w) para cada célula do grid, focamos no acoplamento destas equações, fazendo uso do método IMPES (*Implicit Pressure Explicit Saturation*). Mostrou-se como é feito o procedimento o qual torna viável a implementação e em seguida, utilizando-o temos, enfim, a equação fundamental para a solução do problema-base.

Por fim, foi feita a discretização, no caso, da equação da energia e apresentou-se na última seção deste capítulo, o método de solução do problema que se dará através de sistemas de equações lineares.

5 Estudo de Caso - Discussão dos Resultados

Este capítulo tem como objetivo a aplicação das equações de escoamento bifásico em um reservatório de petróleo bidimensional e hipotético. Para isso foi realizada a simulação do escoamento de fluidos no meio poroso, quando submetidos aos métodos de injeção de água e posteriormente, injeção de água mais calor.

Primeiramente foram desenvolvidos diversos tamanhos de grids diferentes, a fim de que se pudesse fazer uma análise de convergência do modelo, escolhendo o que se adequa com relação a qualidade de resultado e tempo de simulação, visto que estas são dois parâmetros fundamentais quando estamos tratando de simulação de reservatórios.

Para realizar as simulações, foi utilizado um programa em Mathematica 7 de escoamentos de fluidos bifásicos e os resultados foram visualizados por meio do próprio programa.

A validação do modelo implementado no Mathemática foi feita através de um simulador comercial e amplamente utilizado na indústria do petróleo o ECLIPSE 2009.1. Neste caso, a construção do modelo simulado no ECLIPSE é feita no Petrel 2009.1. Tanto o simulador quanto o software pertencem à Schlumberger, empresa de serviços da área de petróleo e gás, que os disponibilizou para tal validação.

Escolhido o grid e validado o modelo, implementou-se no Mathemática 7 a equação da energia, de modo que, pudéssemos constatar qual o efeito do aumento da temperatura no reservatório na produção final.

Os dados referentes às propriedades do fluido e da rocha foram extraídos da literatura, tendo como base o padrão dos atuais campos de petróleo brasileiros.

5.1 Dados de Entrada do Modelo de Simulação

As propriedades do fluido e da rocha utilizadas neste modelo têm como objetivo primordial discutir a validação do programa implementado bem como avaliar o efeito da temperatura no reservatório. Assim, não faz parte do escopo deste trabalho elaborar modelos estruturais e petrofísicos com um nível de complexidade elevado.

Apresentaremos, em seguida, quais os controles utilizados para os poços na simulação do reservatório em questão.

5.1.1 Propriedades da Rocha

A tabela 5.1 apresenta as propriedades mais importantes relativa à rocha-reservatório que foram modelo implementado no Mathematica 7.

Tabela 5.1. Propriedade das Rochas do Reservatório

Propriedade da Rocha Reservatório		
	Unidade de Campo	Sistema Internacional
Porosidade	0.2	0.2
Permeabilidade	152 [mD]	$150 \cdot 10^{-15} \text{ m}^2$
Compressibilidade da Rocha	$4.4 \cdot 10^{-5} [1/\text{bar}]$	$4.4 \cdot 10^{-10} [1/\text{bar}]$

É importante destacar que o reservatório é isotrópico, tendo as permeabilidades nas direções x e y valores iguais e constantes.

Ainda como dados de entrada para a implementação do modelo, temos que levar em consideração as permeabilidades relativas do óleo e da água. As equações para tal cálculo estão são as referenciadas no Capítulo 3 deste projeto

Para o óleo:

$$k_{ro}[S_w] = 1 - \left[\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right]^3 \quad (4)$$

Para a água:

$$k_{rw}[S_w] = \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^3 \quad (5)$$

Nota-se que há uma dependência das permeabilidades relativas com a saturação de água (S_w). O gráfico abaixo mostra o comportamento das permeabilidades relativas com a variação da saturação de água, utilizada no modelo.

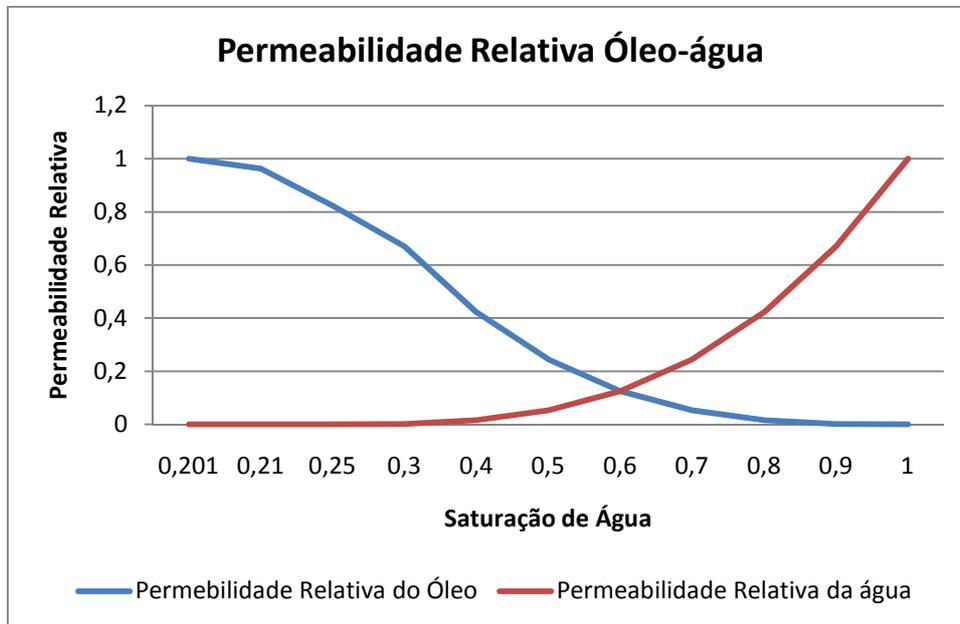


Figura 5.1. Gráfico das permeabilidades relativas versus S_w do modelo

5.1.2 Propriedades dos Fluidos

A tabela 5.2, apresenta as propriedades do fluido que foram utilizadas para inicializar o modelo, já que estas variam com o tempo e a produção.

Tabela 5.2. Propriedades Iniciais do Fluido

Propriedades Iniciais do Fluido	
Saturação de Água	0.2
Saturação de Óleo	0.8
Viscosidade da Água	1.0 [cP]
Grau °API do Óleo	30°
Densidade da Água	1000 [kg/m ³]
Densidade do Óleo	875 [kg/m ³]
Fator Volume Formação da Água	1.03 [m ³ std/m ³]
Fator Volume Formação do Óleo	1.103 [m ³ std/m ³]

Além disto, também levaremos em consideração, para efeitos de cálculo a Pressão Capilar, cuja equação que rege o seu comportamento está escrita abaixo:

$$P_{cow}[S_w] = \frac{0.1}{\left(\frac{S - S_w}{1 - S_{wi}}\right)^{1.3}} \quad (106)$$

Novamente, pode-se notar a dependência desta para com a saturação de água. O gráfico abaixo mostra sua variação.

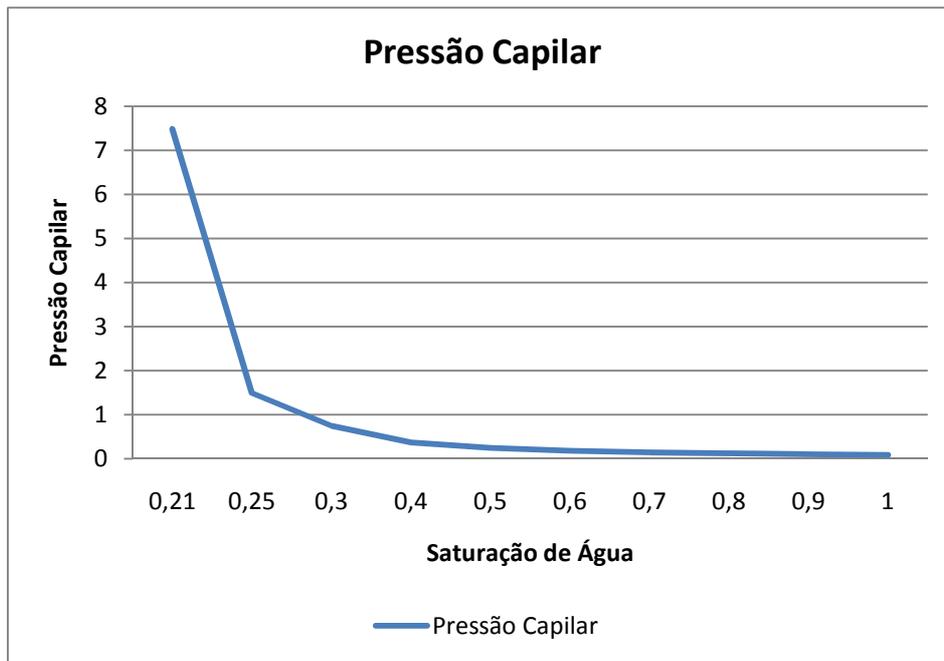


Figura 5.2. Gráfico da Pressão Capilar versus S_w do modelo

5.1.3 Localização dos Poços

O modelo é constituído por um poço produtor situado no centro do reservatório (círculo cheio). Quatro poços injetores situam-se nos quatro vértices do reservatório (círculos vasados), dispostos na configuração clássica de cinco poços, como ilustrado na figura 5.3. Por motivo de simplificação devido à simetria do problema, será resolvido apenas um quarto do domínio.

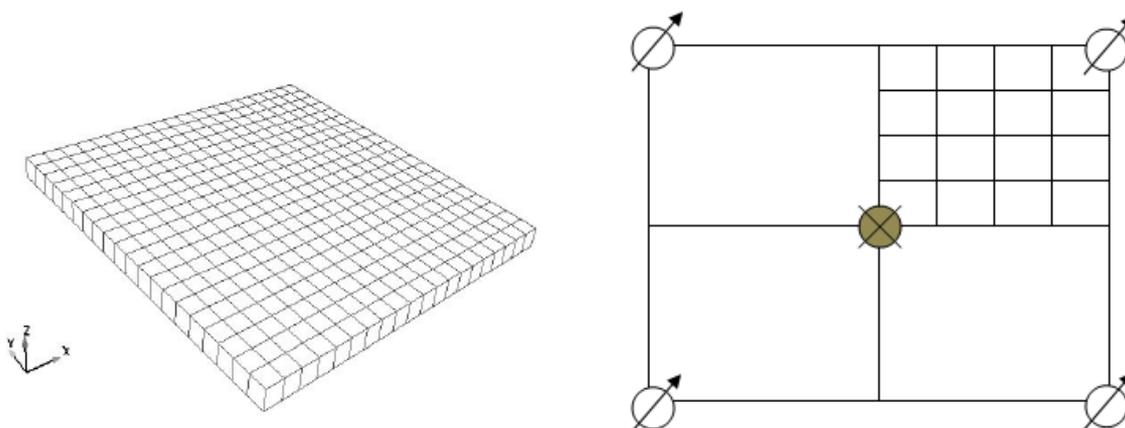


Figura 5.3. Representação do Grid e localização dos poços

5.1.4 Controle de Poço

No plano de desenvolvimento de um determinado campo de petróleo, um dos passos fundamentais para sua realização é a elaboração da estratégia de exploração deste. São vários os tipos de controle que podem utilizados desde o mais simples até o de maior complexidade.

No nosso estudo de caso, devido a sua simplicidade, a tabela abaixo resume quais serão os controles para o poço produtor e injetor.

Tabela 5.3. Controle de Poço

Tipo	Controle
Injetor	Vazão de Injeção [m³/d]
	Pressão de Injeção [bar]
Produtor	Pressão de Fundo [bar]

O valor de cada controle irá variar com a análise de resultado que iremos abordar em cada seção deste capítulo. Porém, é importante destacar que o controle primário, no caso do poço injetor, será a vazão de injeção e o limite a pressão de injeção.

Com isso, foram definidos todos os pré-requisitos necessários para inicializarmos a simulação. Entretanto, antes de obtermos os resultados é preciso escolher qual o refino da malha de simulação.

5.2 Análise de Convergência – Escolha do Grid de Simulação

Um importante aspecto levado em consideração no estudo da engenharia de reservatórios é a malha de simulação. Na prática, existem vários procedimentos para a escolha da malha ótima de simulação.

O engenheiro de reservatório recebe do geólogo o modelo geológico do campo em questão. A primeira ação a ser tomada pelo engenheiro é transformar este modelo geológico em um modelo de simulação. Tal trabalho é necessário, visto que, em

modelos complexo e com um número de células elevadas, se este fosse simulado, inúmeras vezes, os resultados demorariam a ser obtidos, além de impossibilitar a análise de incerteza e otimização dos parâmetros do reservatório que porventura estão sendo estudados.

Então, o engenheiro transforma esse modelo geológico (“grid fino”) em um modelo de simulação (“grid grosseiro”) através de procedimento comumente chamado de “upscaling”. Entretanto, esta transformação visando reduzir o tempo de simulação é feita respeitando critérios como:

- ✓ Propriedades petrofísicas.
- ✓ Estrutura do Reservatório, como presença de falhas;
- ✓ Qualidade de Resultados

Abaixo, apresenta-se uma figura que mostra de forma didática o procedimento descrito:

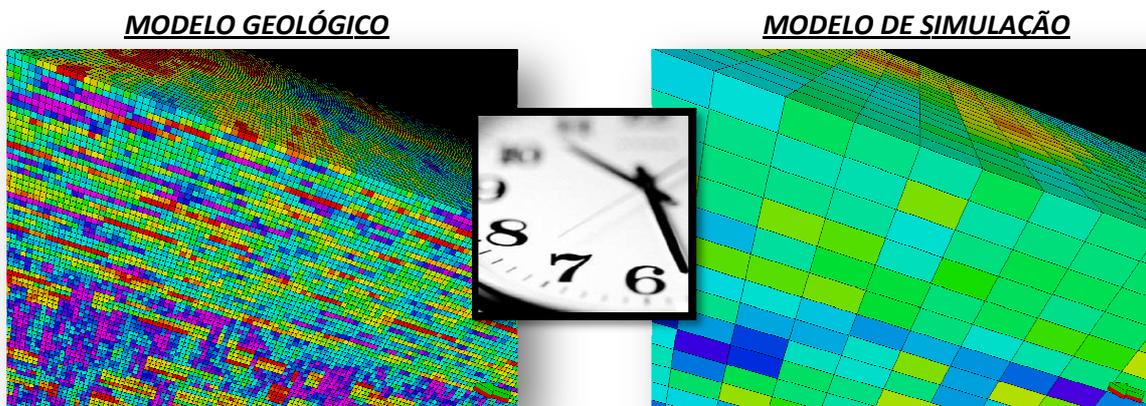


Figura 5.4. Processo de “Upscaling”

No nosso estudo de caso, foi aplicada metodologia análoga, porém com a simplificação de que a escolha do *grid* de simulação ótimo não partiu de um modelo geológico e que nossa escolha do grid se baseará em:

- ✓ Discrepância Relativa
- ✓ Qualidade de Resultados
- ✓ Tempo de simulação

O critério de convergência para a simulação utilizado foi o da discrepância relativa dado pela seguinte equação:

$$\varepsilon = \left| \frac{NP^{grid'} - NP^{grid}}{NP^{grid}} \right| < 1,5\% \quad (107)$$

onde, NP^{grid} é a produção de óleo acumulada no *grid* menos refinado, enquanto $NP^{grid'}$ é a produção de óleo acumulado no *grid* mais refinado.

Quando a variação percentual da produção de óleo acumulada ficar abaixo de 1,5%, não há mais necessidade de refinar o *grid* de simulação.

O controle de poço utilizado foi:

Tabela 5.4. Controle de Poço – Análise de Convergência

Tipo	Controle	Valor
Injetor	Vazão de Injeção [m³/d]	1000
	Pressão de Injeção [bar]	350
Produtor	Pressão de Fundo [bar]	80

Duas foram às variáveis utilizadas com o objetivo primeiro de alcançar o critério de convergência pré-estabelecido e conseqüentemente encontrar os possíveis candidatos ao *grid* de simulação a ser escolhido para a continuidade do projeto. A primeira delas foi o número de células $N_x \times N_y$ que dividindo pelo tamanho de *grid* nas respectivas direções x e y, fornecerá o tamanho de cada célula. Já a segunda foi o passo de tempo (“time step”) para a convergência da simulação. O tempo de simulação foi de 2 anos. As figuras abaixo mostram o resultado da simulação, com base nestas duas variáveis:

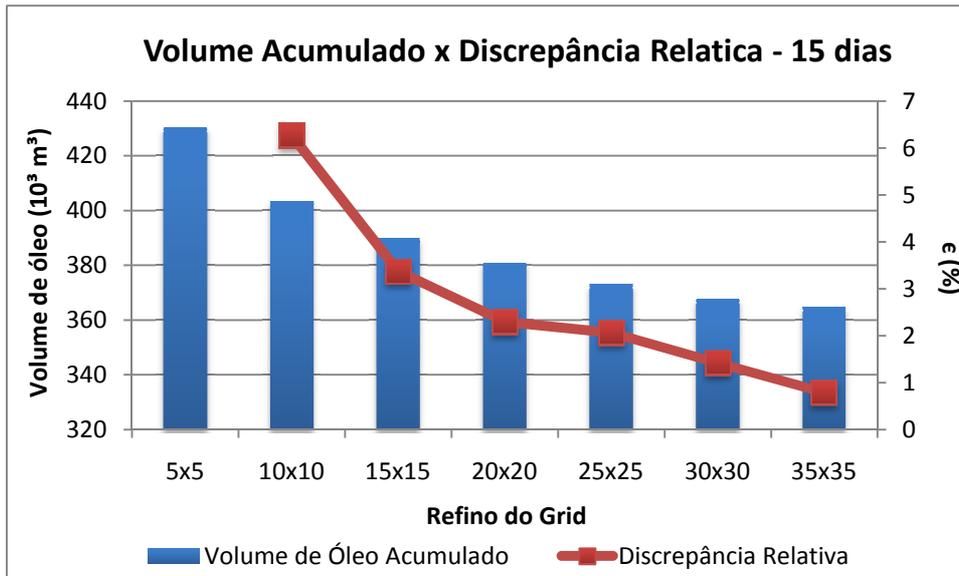


Figura 5.5. Discrepância Relativa para “Time step” de 15 dias

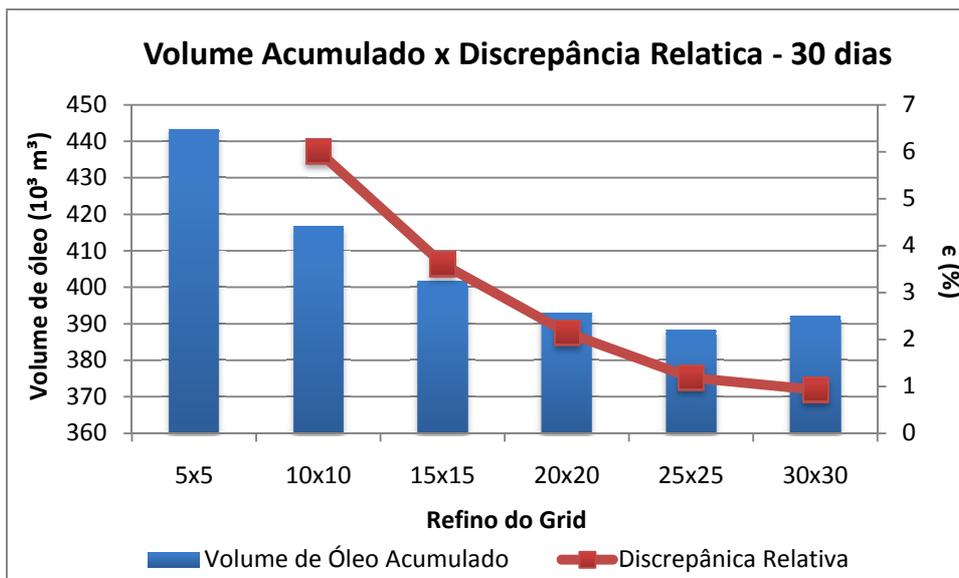


Figura 5.6. Discrepância Relativa para “Time step” de 30 dias

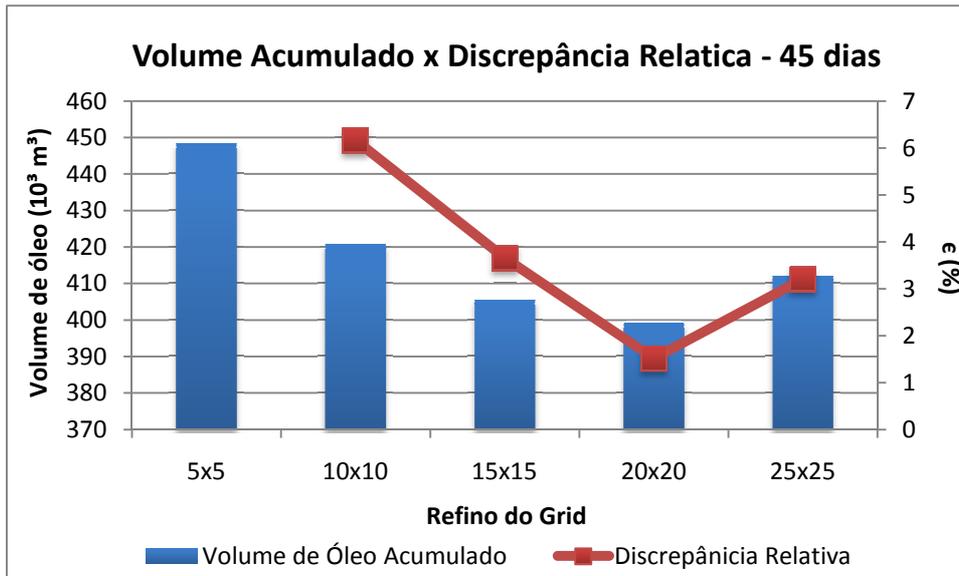


Figura 5.7. Discrepância Relativa para “Time step” de 45 dias

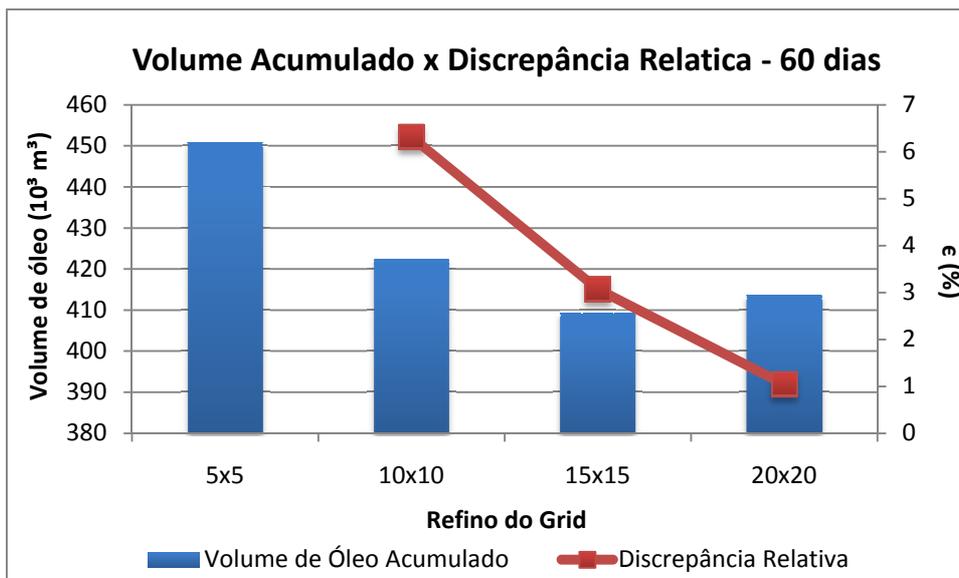


Figura 5.8. Discrepância Relativa para “Time step” de 60 dias

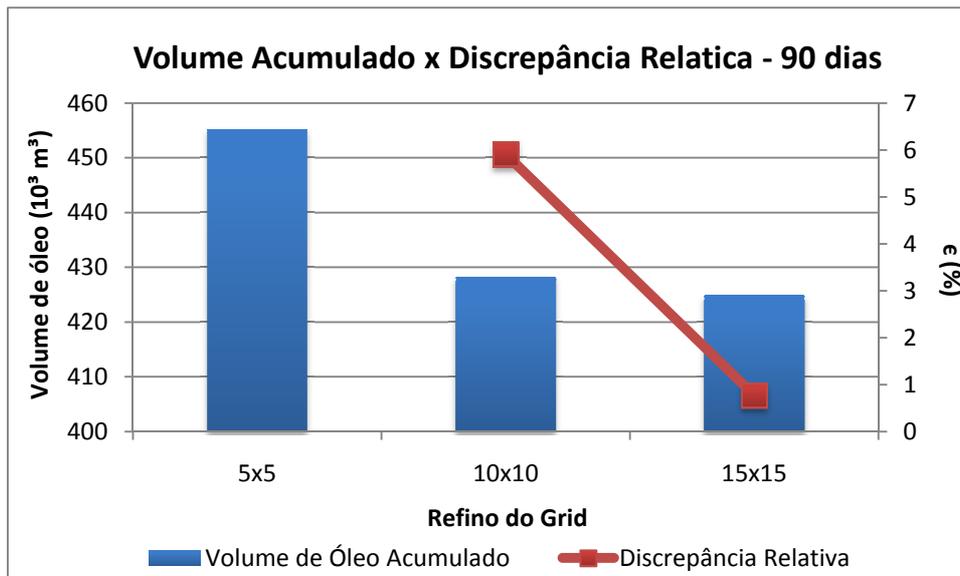


Figura 5.9. Discrepância Relativa para “Time step” de 90 dias

Nota-se que para os “time steps” ao menos um $N_i \times N_j$ em cada “time step” atingiu o critério pré-estabelecido.. Entretanto, isto não é suficiente para definirmos qual o grid a ser escolhido.

O segundo critério é a qualidade do resultado da simulação. Na prática, os engenheiros de reservatório verificam que para grids de simulação grosseiros e “timesteps” elevados os resultados da simulação tendem a não representar a realidade do escoamento.

No nosso estudo de caso, é de certa forma complicado analisar este critério, visto que, consideramos as duas principais propriedades do reservatório como constantes. Todavia, o resultado de produção acumulada mostra uma determinada tendência. Analisando o $N_i \times N_j$, 15x15 para os diferentes “time steps” é possível o elaborar a figura 5.10:

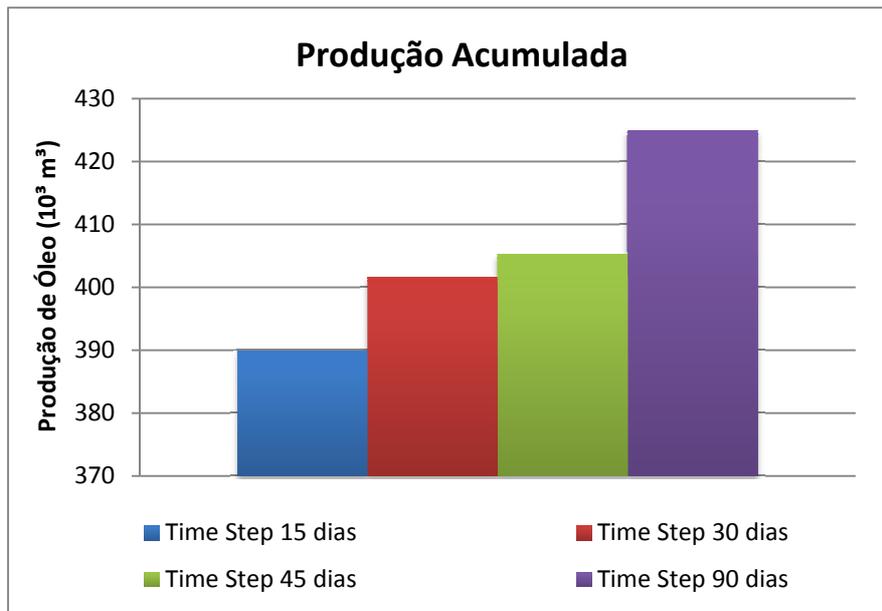


Figura 5.10. Gráfico da Produção Acumulada para os diferentes time steps (I)

Nota-se que para “time steps” elevados, por exemplo, 90 dias ocorre um incremento da produção. Isto se deve, pois intervalos de tempo maiores levam a resultados que se divergem do fluxo simulado e problemas de convergência. No caso em questão este distanciamento de outros “time steps” é de cerca de 20% devido ao tempo de simulação e a simplicidade do modelo.

Quando fazemos o mesmo estudo comparativo, com $N_i \times N_j$, 20x20, os “time steps” de 45 e 60 dias previamente escolhidos pela análise de convergência também podem ser descartados. As figuras 5.11 e 5.12 dão a justificativa do por que deste descarte, com base na explicação dada acima.

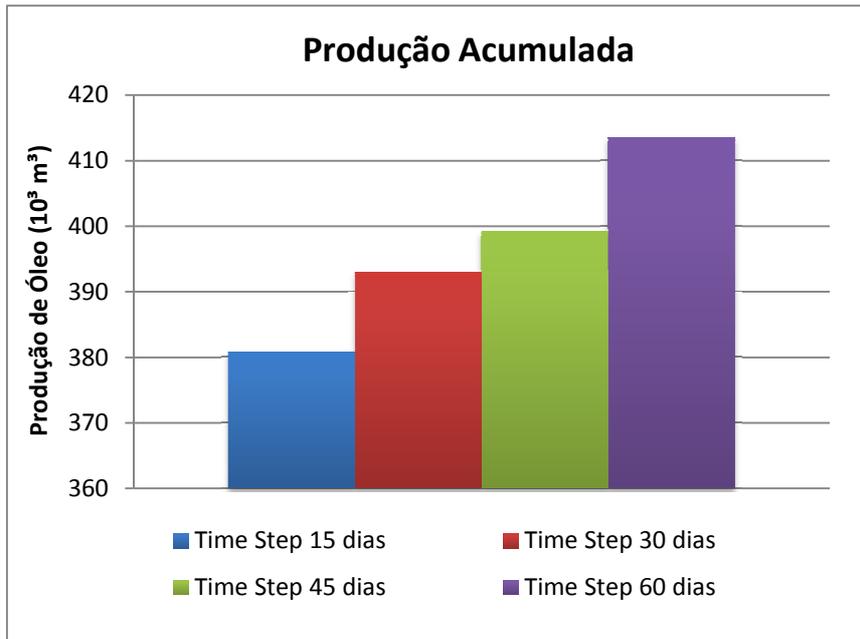


Figura 5.11. Gráfico da Produção Acumulada para os diferentes time steps (II)

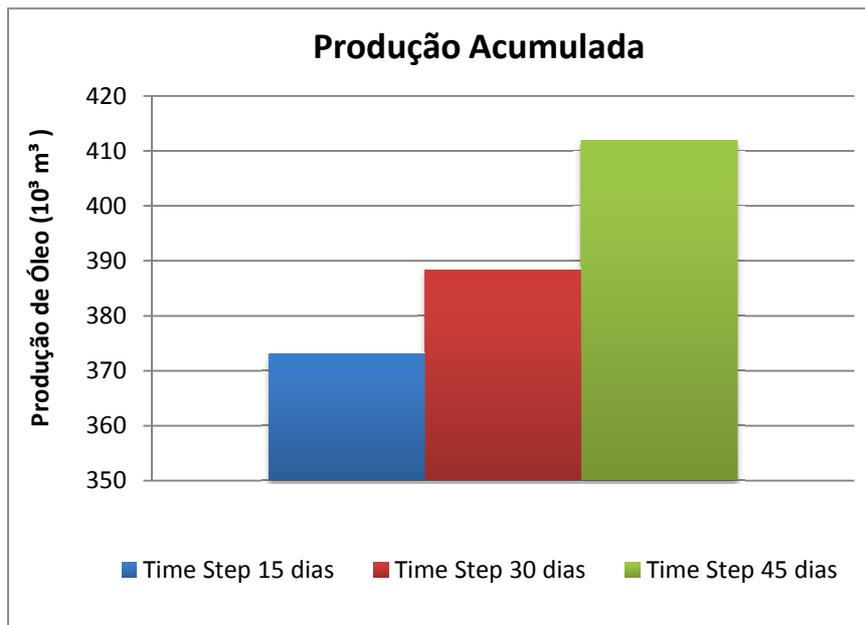


Figura 5.12. Gráfico da Produção Acumulada para os diferentes time steps (III)

Após esta análise, quatro $N_i \times N_j$, são os candidatos a gerar o grid mais adequado a continuidade do projeto. Por questões didáticas, a tabela 5.5 os apresenta:

Tabela 5.5. Malhas de Simulação consideradas

$N_i \times N_j$	NP (m ³)	Tempo de simulação
“Time step” de 15 dias		
30x30	367780	940
35x35	364866	8970
“Time step” de 30 dias		
25x25	388380	302
30x30	391981	625

De modo, a tornar mais claro o entendimento da escolha do $N_i \times N_j$ adequado, plotou-se dois gráficos um para cada “time step”, onde se incluem não apenas os dados da tabela acima, mas também todos os $N_i \times N_j$, estudados.

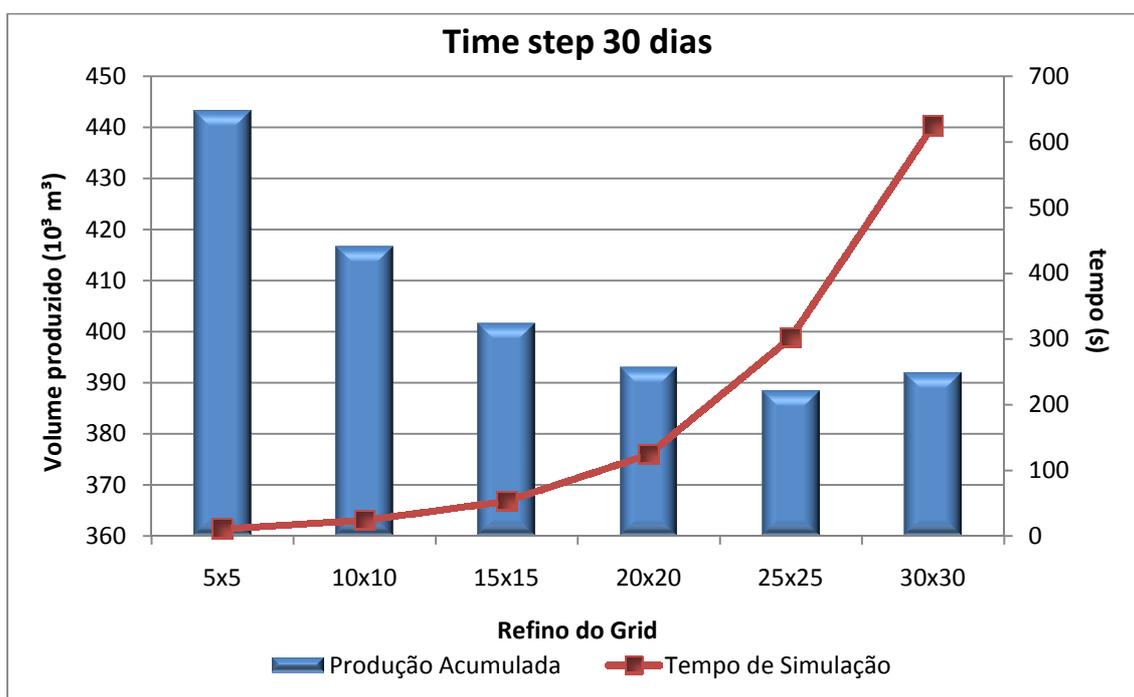


Figura 5.13. Gráfico da Produção Acumulada e tempo de simulação para “time step” de 30 dias

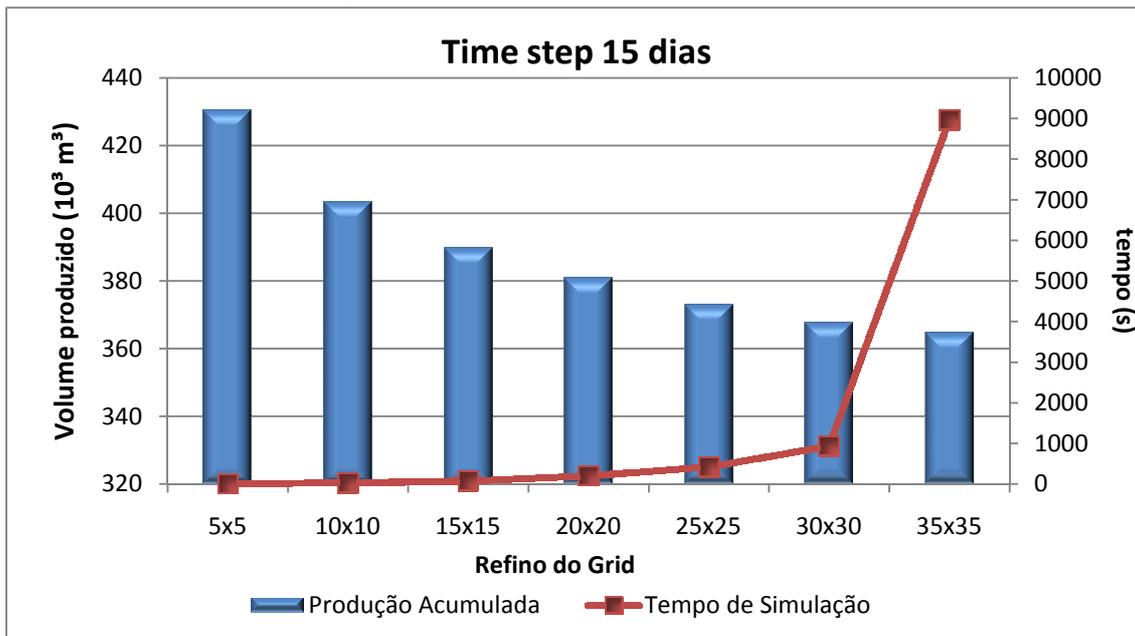


Figura 5.14. Gráfico da Produção Acumulada e tempo de simulação para time step de 15 dias

Com estes gráficos se torna evidente que com um refino maior do grid, o tempo de simulação cresce exponencialmente. Um exemplo deste fato se dá quando no time step de 15 dias aumentamos o $N_x \times N_y$, 30x30 para 35x35, ou seja, refinamos o grid e o tempo de simulação aumento mais de nove vezes, enquanto não houve diferença significativa na produção. Um segundo exemplo ocorreu na simulação com timestep de 30 dias. Quando refinamos o grid passando o $N_x \times N_y$ de 25x25 para 30x30, o tempo de simulação quase duplicou. Já a produção variou menos de 1%.

Na indústria do petróleo, como estamos trabalhando com largas escalas de dinheiro, os resultados devem ser obtidos com um balanço entre o **tempo** e a **qualidade** destes. Neste caso, cabe ao engenheiro ter a sensibilidade de decidir o peso dado a cada um destes parâmetros. O estudo de caso aqui apresentado, mesmo sendo uma simplificação do mundo real a analogia no que concerne esta análise é válida.

Portanto, a fim de otimizar o processo e verificando a variação percentual da produção acumulada para o grid 25x25 não passou de 6,2% em comparação ao grid mais refinado (35x35) enquanto que o tempo de simulação do primeiro foi quase 30 vezes menor que o tempo de simulação do segundo. Então, o número de células $N_x \times N_y$ escolhido foi **25x25** e o "time step" de **30 dias**. Assim, a tabela 5.6 apresenta após

esta decisão a estrutura física do reservatório e o reservatório utilizado nas simulações.

Tabela 5.6. Dados da Estrutura do Reservatório

Estrutura do Reservatório	
Tamanho (m)	1000 x 2000
$N_i \times N_j \times N_k$	25x25x1
Tamanho da Célula (m)	40x80x1
Total de Células	625

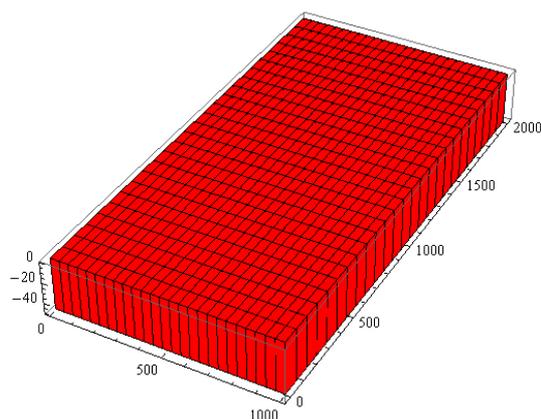


Figura 5.15. Figura da Estrutura do Reservatório

5.3 Validação do Método

Como forma de verificar se o programa implementado no Mathemática 7 é coerente, esta seção irá tratar da validação deste com um software e um simulador comercial que são amplamente utilizados pelas operadoras de petróleo em todo o mundo. O software em questão é o Petrel 2009.1 e o simulador é o ECLIPSE 2009.1. Ambos pertencentes à Schlumberger.

Abaixo é apresentado um esquema do procedimento de simulação realizado pela suíte da Schlumberger.

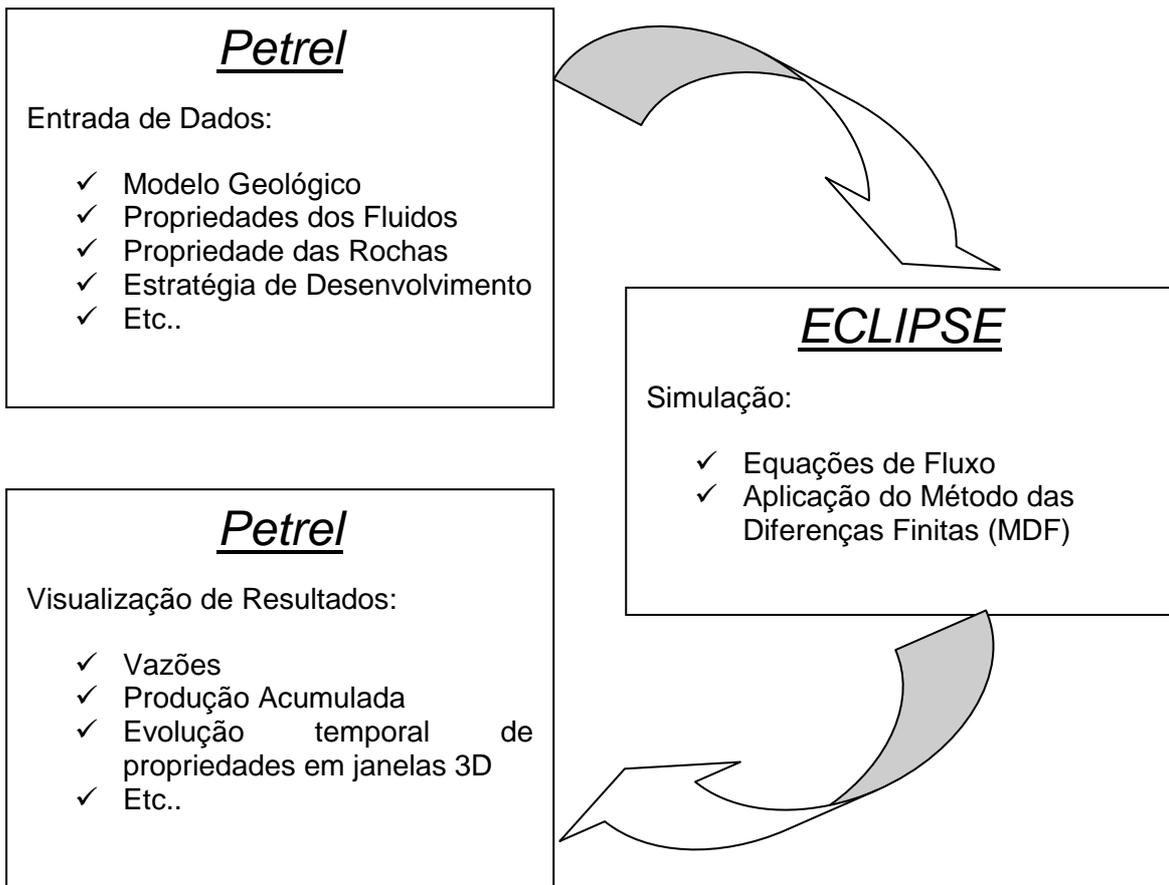


Figura 5.16. Fluxo de Trabalho do Petrel/ECLIPSE

No caso do Mathemática 7 a entrada de dados, bem como a simulação é feita no próprio programa. Vale ressaltar ainda que, o ECLIPSE simula pelo método das diferenças finitas enquanto a programação feita no Mathemática 7 foi elaborada pelo método do volumes finitos.

Entretanto, a comparação continua sendo válida, visto que, a intenção aqui é comparar a tendência dos principais resultados gerados tanto pela simulação feita no Mathematica 7 quanto a realizada no ECLIPSE.

As simulações feitas em ambos foram baseadas na estrutura do reservatório, nas propriedades do fluido, da rocha e nas condições iniciais pré-estabelecidas nas seções 5.1 e 5.2, não cabendo repeti-las nesta seção. Apenas o controle de poço utilizado em ambos os simuladores, como mostrado na tabela 5.7.

Tabela 5.7. Controle de poço – Validação do Método

Tipo	Controle	Valor
Injetor	Vazão de Injeção [m³/d]	1500
	Pressão de Fundo no poço injetor [bar]	350
Produtor	Pressão de Fundo no poço produtor [bar]	80

Assim, a validação será feita comparando a tendência dos resultados em cinco anos de simulação. Serão mostrados os resultados obtidos no Mathemática 7 e no Petrel, respectivamente. As comparações aqui feitas serão com base:

- ✓ Vazão de produção Óleo;
- ✓ Vazão de produção de água;
- ✓ Produção Acumulada de Óleo e água;
- ✓ Pressão Média do Reservatório;
- ✓ Pressão de Injeção;
- ✓ Pressão de Produção;

Como aqui estamos interessados em comparar, como foi dito anteriormente, a tendência dos resultados é mais plausível fazê-lo pela análise gráfica. A primeira comparação será entre as pressões médias do reservatório, as pressões de produção e de injeção.

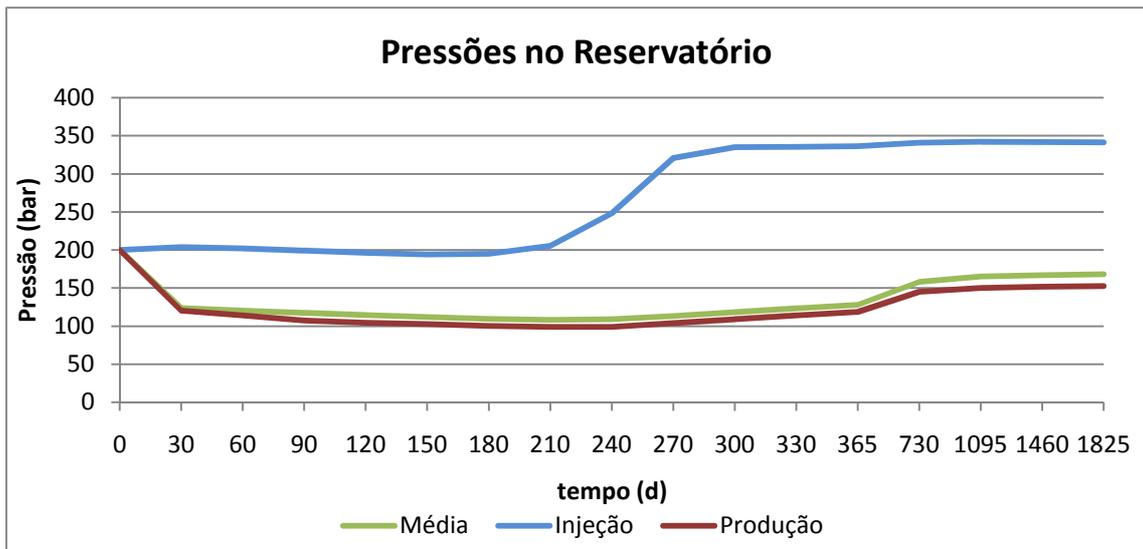


Figura 5.17. Gráfico das Pressões simuladas no Mathematica

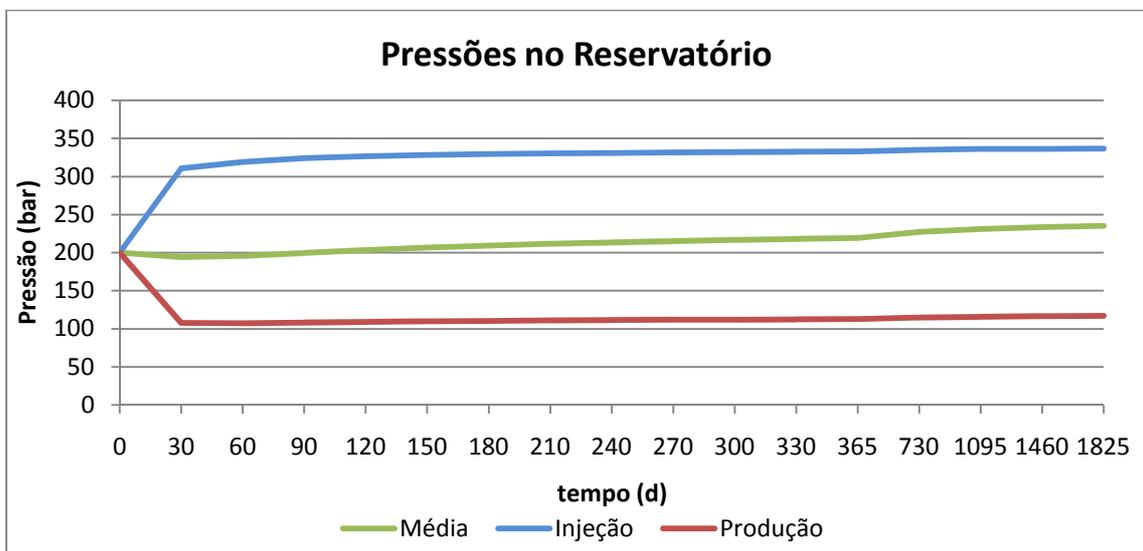


Figura 5.18. Gráfico das Pressões simuladas no ECLIPSE

Nesta comparação verifica-se uma similaridade nas tendências das curvas de pressão apresentadas nos gráficos acima. Tanto a pressão média do reservatório quanto a pressão de produção tendem a valores constantes seja no ECLIPSE ou no Mathematica 7.0. É fato que esta tendência a um paralelismo com o eixo das abscissas é verificada em períodos de tempos diferentes. Enquanto no ECLIPSE tal fato acontece precocemente, no Mathematica 7.0 acontece de forma mais tardia nos cinco anos simulados.

A justificativa para essa diferença das curvas no início da simulação pode ser obtida com análise de dois parâmetros: o primeiro deles é a vazão de injeção de água no

reservatório como mostram os respectivos gráficos para o Mathematica 7.0 e o ECLIPSE.

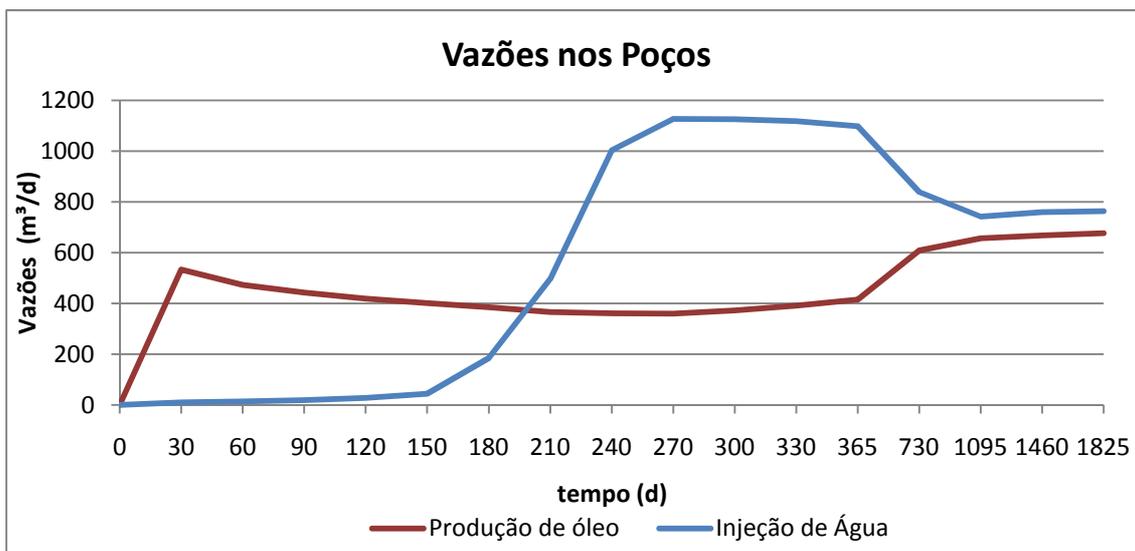


Figura 5.19. Gráfico das Vazões simuladas no Mathematica

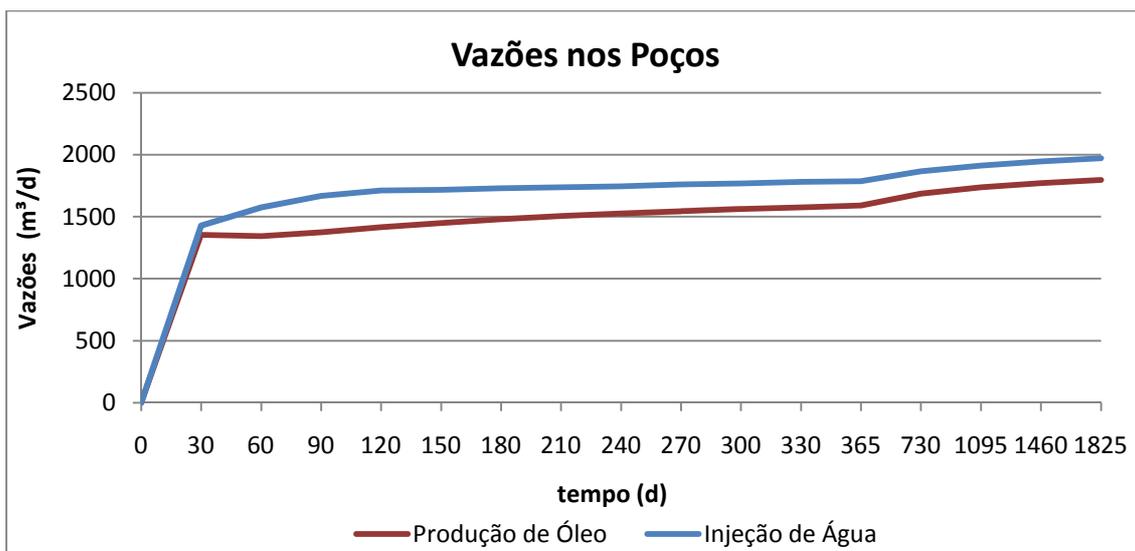


Figura 5.20. Gráfico das Vazões simuladas no ECLIPSE

Antes de dissertarmos sobre o primeiro parâmetro mencionado, é preciso destacar a vazão de produção de óleo. Ocorre uma diferença numérica, porém as curvas simuladas possuem comportamentos similares, divergindo apenas por uma queda de vazão após o primeiro mês de simulação do Mathematica 7 que depois se mantem em um patamar constante e volta a subir, assim como no ECLIPSE.

Analisando agora a injeção de água, nota-se que até a metade do primeiro ano de simulação, o programa implementado no Mathematica 7 manteve a vazão de injeção

de água próximo de zero enquanto o ECLIPSE desde o começo injetou água até estabilizar-se na faixa de 1500 m³/d. Aliado diretamente a este primeiro parâmetro está a frente de avanço de água no reservatório, como segundo parâmetro a ser citado. Se a injeção de água é menor, a frente de água no reservatório avança com menor velocidade. Esta constatação é mostrada com detalhe na figura 5.19.

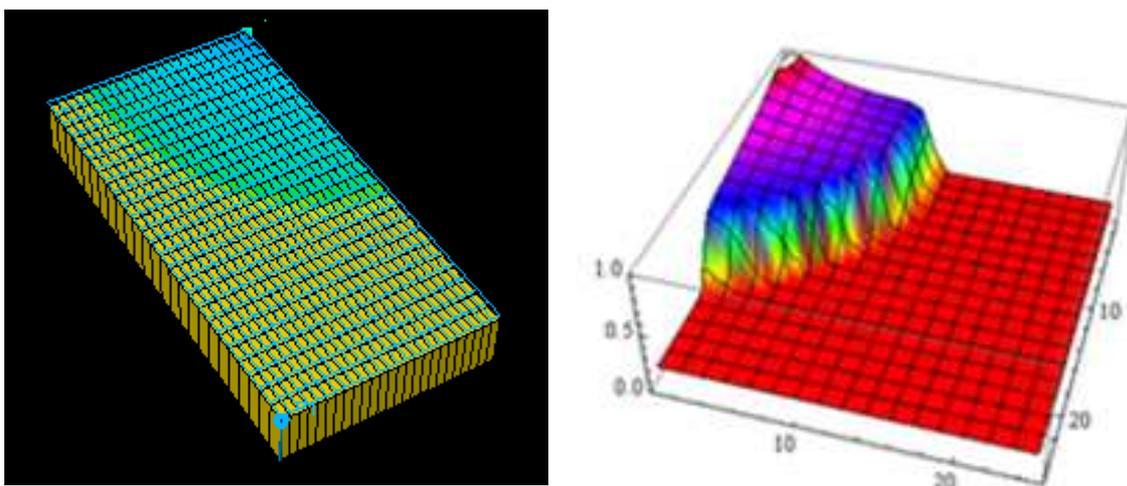


Figura 5.21. Comparação do Avanço da Frente de Água no Reservatório após 5 anos de Simulação

Perceba a frente de água gerada pelo ECLIPSE sendo mais robusta do que a obtida no Mathematica 7.0. Fato este é plenamente coerente, visto que, a injeção de água, no primeiro é maior do que no segundo.

Assim, devido a estes dois parâmetros citados acima é possível justificar as pressões mostradas na figura 5.15 para o Mathematica, em um efeito dominó. Injeções água insignificantes no início da simulação afetaram diretamente a pressão de injeção no reservatório, impactando na pressão média do reservatório que apresentou indícios de queda, já que, a vazão de injeção não era suficiente para pressurizar o reservatório o que corroborou para lentidão do avanço da frente de água.

Seguindo esta linha de raciocínio, acaba que a quantidade diária de óleo produzida também sofre o efeito negativo da tardia injeção de água, posto que, pela lei de Darcy a produção é diretamente proporcional a diferença de pressão entre a média do reservatório e a de fundo de poço. Como a pressão de fundo de poço é pré-

estabelecida em 80 bar e a pressão média nos resultados do Mathemática inicialmente apresenta uma queda, isto acarreta em um “drawdown” menor e conseqüentemente menores vazões de produção, o que afeta não só a vazão de óleo, mas também a produção final acumulada no campo. No caso do ECLIPSE como o fato exposto acima não ocorre, a produção de óleo tende a ser maior como mostram as figuras 5.20 e 5.21.

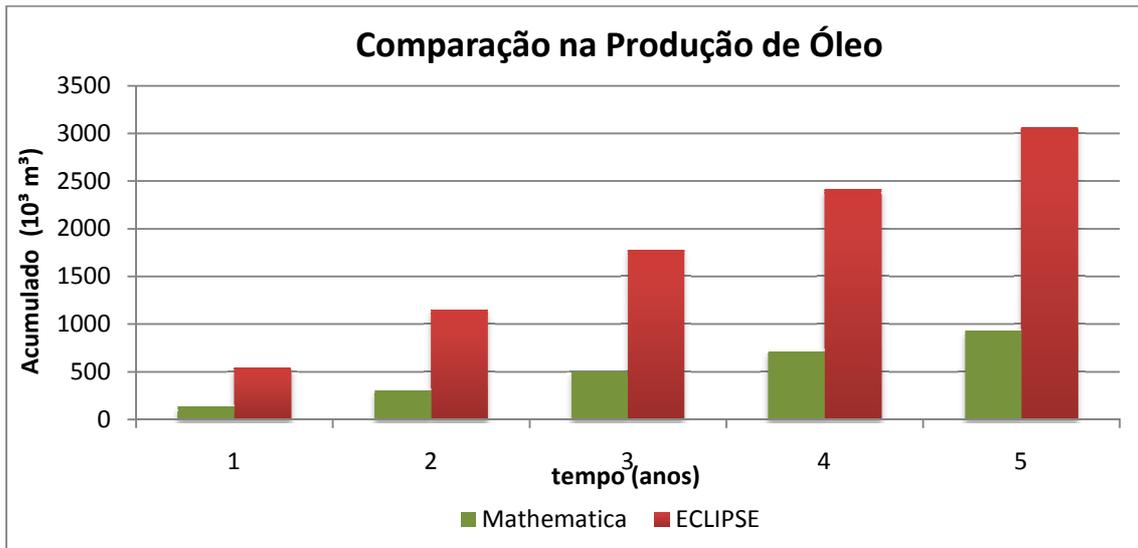


Figura 5.22. Gráfico Comparativo da Produção de Óleo acumulada

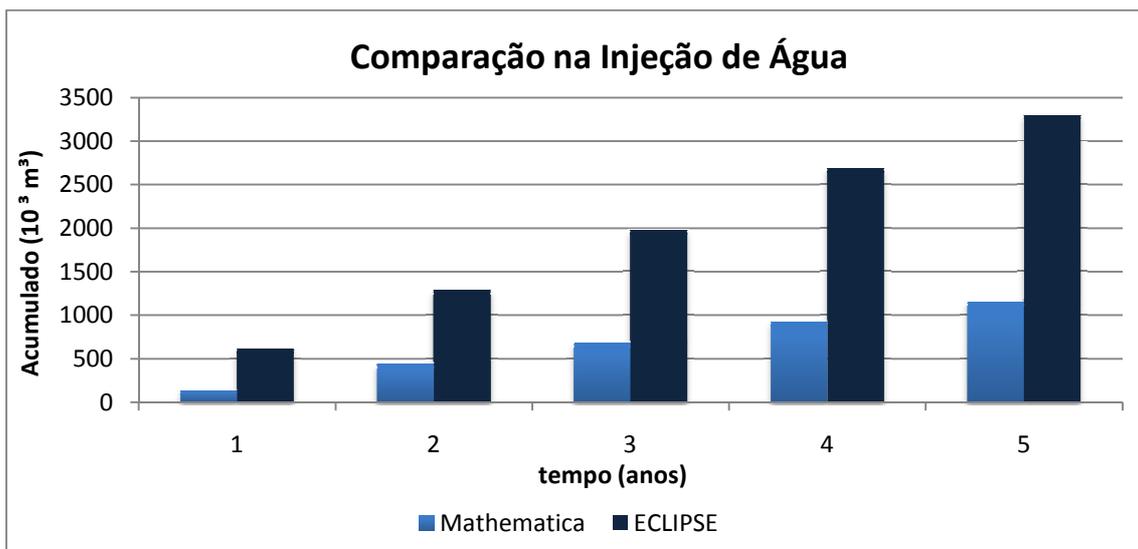


Figura 5.23. Gráfico Comparativo da Injeção de Água acumulada

Não está sendo mensurada a produção de água, pois esta possui um valor insignificante em ambas as simulações. Já o acumulado de óleo quando comparado os resultados dos dois simuladores ao final dos cinco anos, o ECLIPSE chega ao triplo do valor do Mathematica 7. Isto se dá porque o volume de água injetado no primeiro é quase triplo do valor do segundo.

Apesar das diferenças numéricas de resultados e por vezes do comportamento da curva, principalmente em se tratando de vazão de injeção de água entre o simulador comercial, o ECLIPSE, e o programa implementado no Mathematica 7, é possível notar a coerência do modelo programado neste projeto através da figura 5.21.

Nesta figura 5.22 estamos comparando os parâmetros simulados no Mathematica, para assim visualizarmos uma coerência nos resultados do programa implementado.

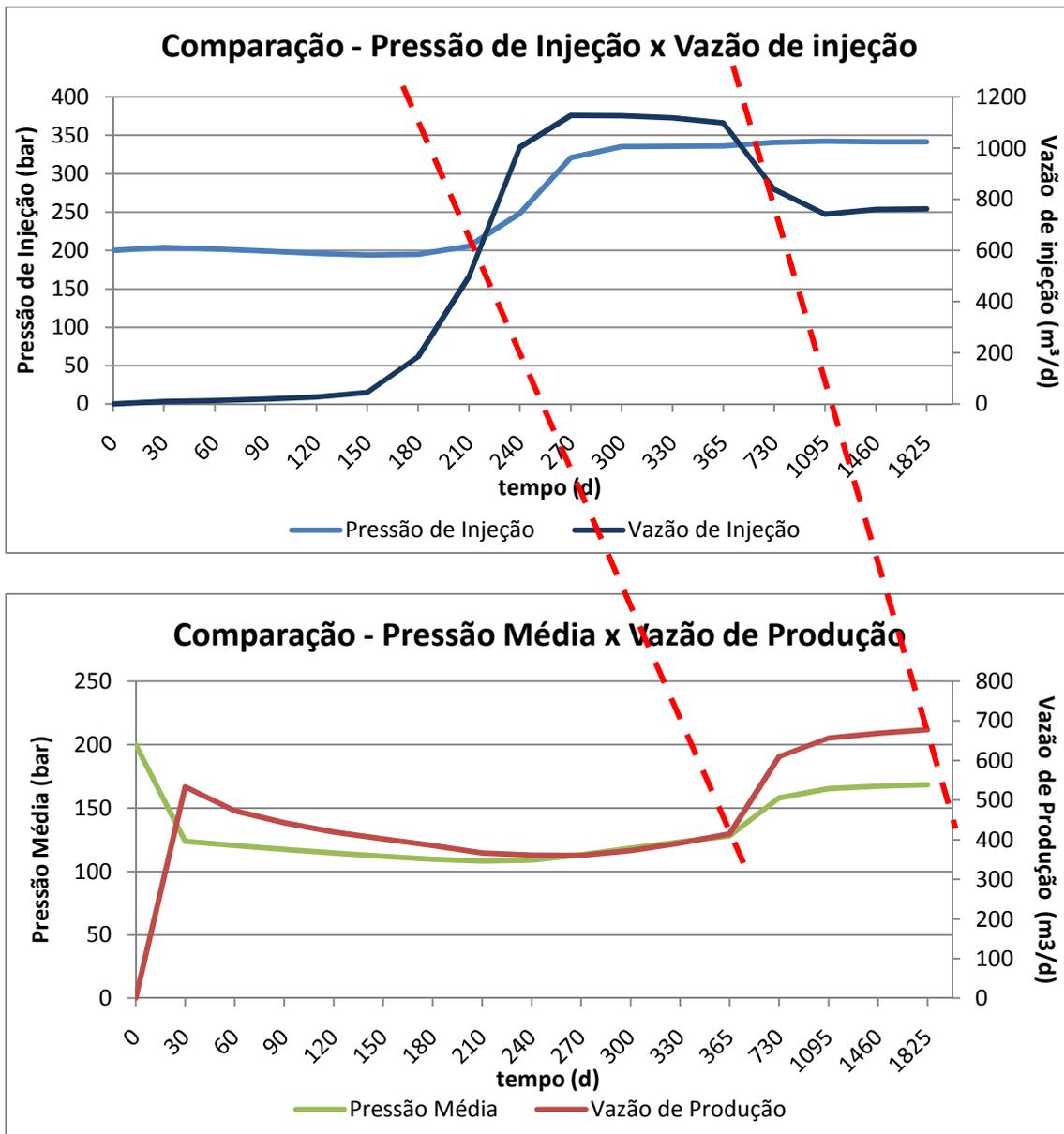


Figura 5.24. Análise do Comportamento dos Resultados no Mathematica

Observando o intervalo selecionado com a linha tracejada entre os gráficos acima mostrados, quando a vazão de injeção de água começou a subir a consequência imediata foi a pressão de injeção também ter seu valor incrementado. Sendo assim, possibilitou um avanço da frente de água com maior rapidez em direção ao poço produtor, cuja resposta é dada pelo aumento da pressão média do reservatório, visto que, a massa de água entrante é capaz de pressurizá-lo e como efeito final ocorre um aumento na vazão de produção tendo em vista a validade da lei de Darcy.

Portanto, mediante os estudos elaborados nesta seção chega-se as seguintes conclusões:

- ✓ A comparação entre as curvas geradas pelo ECLIPSE e pelo Mathematica mostra-nos uma tendência de comportamento similar, levando-se em consideração as diferenças percebidas em relação a vazão de injeção.
- ✓ Há uma coerência relevante nos resultados obtidos no programa implementado no Mathematica, como pudemos ver na última análise feita por esta seção.

5.4 Aplicação da Equação da Energia ao Reservatório

Após a validação do modelo, iremos apresentar os resultados do objetivo maior deste projeto que é verificar o incremento da produção de óleo quando é injetada uma determinada quantidade de energia no reservatório variando assim a temperatura deste, que normalmente é considerada constante se não houver um agente externo atuando.

Entretanto, primeiro é preciso mostrar quais são as propriedades do fluido que sofrem o efeito da temperatura nas equações implementadas no Mathematica 7.0. Nota-se que duas são as propriedades que possuem dependência direta com a temperatura: a viscosidade do óleo (μ_o) e o fator volume formação do óleo (B_o).

[26] apresentou as equações para o cálculo do fator volume formação do óleo (B_o) são:

$$R_s = 0.1341 * dg_{60,60} * \left(\frac{10^{0.0125 * API}}{10^{(0.00091 * (1.8 * T_{ini} + 32))}} * P_b / 101325 \right)^{1.205} \quad (108)$$

$$B_{ob}[T_] = 0.9759 + 12 * 10^{-5} * (5.615 * R_s * \left(\frac{dg_{60,60}}{do_{60,60}} \right)^{0.5} + 2.25 * T + 40)^{1.2} \quad (109)$$

$$B_o[P_, T_] = B_{ob}[T] + c_o * B_{ob}[T] * (P_b - P) \quad (110)$$

onde, B_{ob} é o fator volume formação no ponto de bolha, c_o é a compressibilidade do óleo e P_b é a pressão no ponto de bolha e R_s é a Razão de Solubilidade.

Já o conjunto de correlações para o cálculo da viscosidade do óleo segundo, [26] é:

$$\mu_{om}[T_-] = \left(0.32 + \frac{1.8 * 10^7}{API^{4.53}}\right) * \left(\frac{360}{(T * 1.8 + 32) + 200}\right)^{10^{(0.43 + \frac{8.33}{API})}}$$
(111)

$$\mu_o[P_-, T_-] = (\mu_{om}[T] + 0.001 * (P - Pb) * 0.000145 * (0.024 * (\mu_{om}[T])^{1.6} + 0.038 + * (\mu_{om}[T])^{0.56})) * 10^{-3}$$
(6)

$$API = \frac{141.5}{do_{60,60}} - 131.5$$
(112)

onde, μ_{om} é a viscosidade do óleo morto e API é uma medida inversa da densidade do óleo, comumente utilizada na indústria para caracterizá-lo como leve (° API alto) ou pesado (°API baixo)..

Nas próximas subseções, aplicaremos no modelo de reservatório escolhido no tópico 5.2, variações de quantidade da água injetada e calor injetado, fazendo ao final uma análise comparativa entre as alternativas implementadas, em simulações de 5 anos.

5.4.1 Alternativa 1: Injeção de Água

Na primeira alternativa para avaliar a recuperação deste reservatório, foi utilizado o método convencional com injeção contínua de água. Este método possui grande aplicabilidade na indústria do petróleo. O controle de poço utilizado está especificado na tabela 5.8

Tabela 5.8. Controle de poço para Injeção de água

Tipo	Controle	Valor
Injetor	Vazão de Injeção [m ³ /d]	Variável
	Pressão de Injeção [bar]	350
Produtor	Pressão de Fundo [bar]	80
	Vazão de Produção Máx. [m ³ /d]	3000

As propriedades do reservatório já foram explicitadas anteriormente, faltando apenas destacar um parâmetro importante para o cálculo do fator de recuperação, que é o Volume de óleo *in-place* (VOIP) do reservatório.

$$VOIP = \frac{Ax * By * h * \phi_c * (1 - S_{wi})}{B_{oi}} \quad (113)$$

Onde, Ax , By e h são respectivamente o comprimento, a largura e a espessura do reservatório, ϕ_c é a porosidade, S_{wi} é a saturação de água inicial e B_{oi} , o fator volume formação inicial do óleo.

Aplicando os dados a equação anterior temos que :

$$VOIP = 14.45 * 10^6 m^3$$

Este VOIP será usado em todas as alternativas aplicadas.

Na tabela abaixo é possível verificar os diferentes volumes de água injetados, no qual resultam em determinados volumes de óleo recuperado e conseqüentemente pode-se mensurar os respectivos fatores de recuperação que podem ser calculados de acordo com a equação abaixo:

$$FR = \frac{\text{Volume de óleo Recuperado}}{VOIP} \quad (114)$$

Tabela 5.9. Volume de Óleo Recuperado e Fator de Recuperação para Injeção de Água

Vazão de Injeção (m ³ /dia)	Volume de Óleo Recuperado (10 ³ m ³)	Fator de Recuperação (FR) (%)
500	719	4,97
1000	1333	9,23
1500	1848	12,79
2000	2354	16,29
2500	2859	19,78
3000	NC	NC

A figura 5.23 reproduz a tabela 5.12, e neste é possível constatar que o programa implementado apresenta o comportamento esperado. À medida que aumentamos a injeção de água, a produção acumulada também cresce.

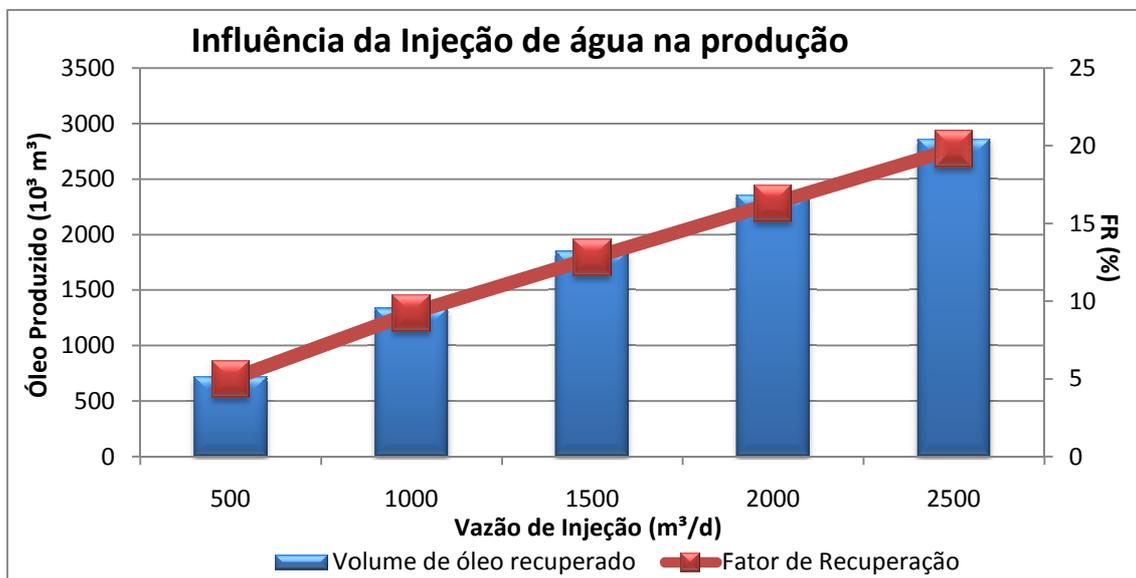


Figura 5.25. Gráfico do Volume de Óleo Recuperado e Fator de recuperação para diferentes vazões

Entretanto, chega um ponto em que o incremento da injeção de água não corrobora para o aumento da produção de óleo. Infelizmente, problemas de convergência não permitiram a chegar a esta vazão.

Esta conclusão é bastante coerente, visto que, a água ocupa os poros vazios a fim de pressurizar o reservatório, varrer o óleo contido nele e aumentar a produção de óleo. À partir do momento que o volume de água injetada é suficiente para preencher os poros vazios a pressurização foi feita. Valores acima de um determinado volume de água podem ser prejudiciais ao reservatório e a produção, visto que:

- ✓ Causa fraturas indesejadas;
- ✓ Causa aumento significativo da produção de água, já que, a água cria caminhos preferenciais, os chamados “fingerings”;
- ✓ Causa dificuldade de implementação de outros métodos, pois a saturação de água do reservatório estará muito elevada, prejudicando os métodos terciários e especiais de recuperação.

Os resultados da saturação no reservatório após 5 anos de produção/injeção para as diferentes vazões de injeção estão ilustrados na figura 5.24.

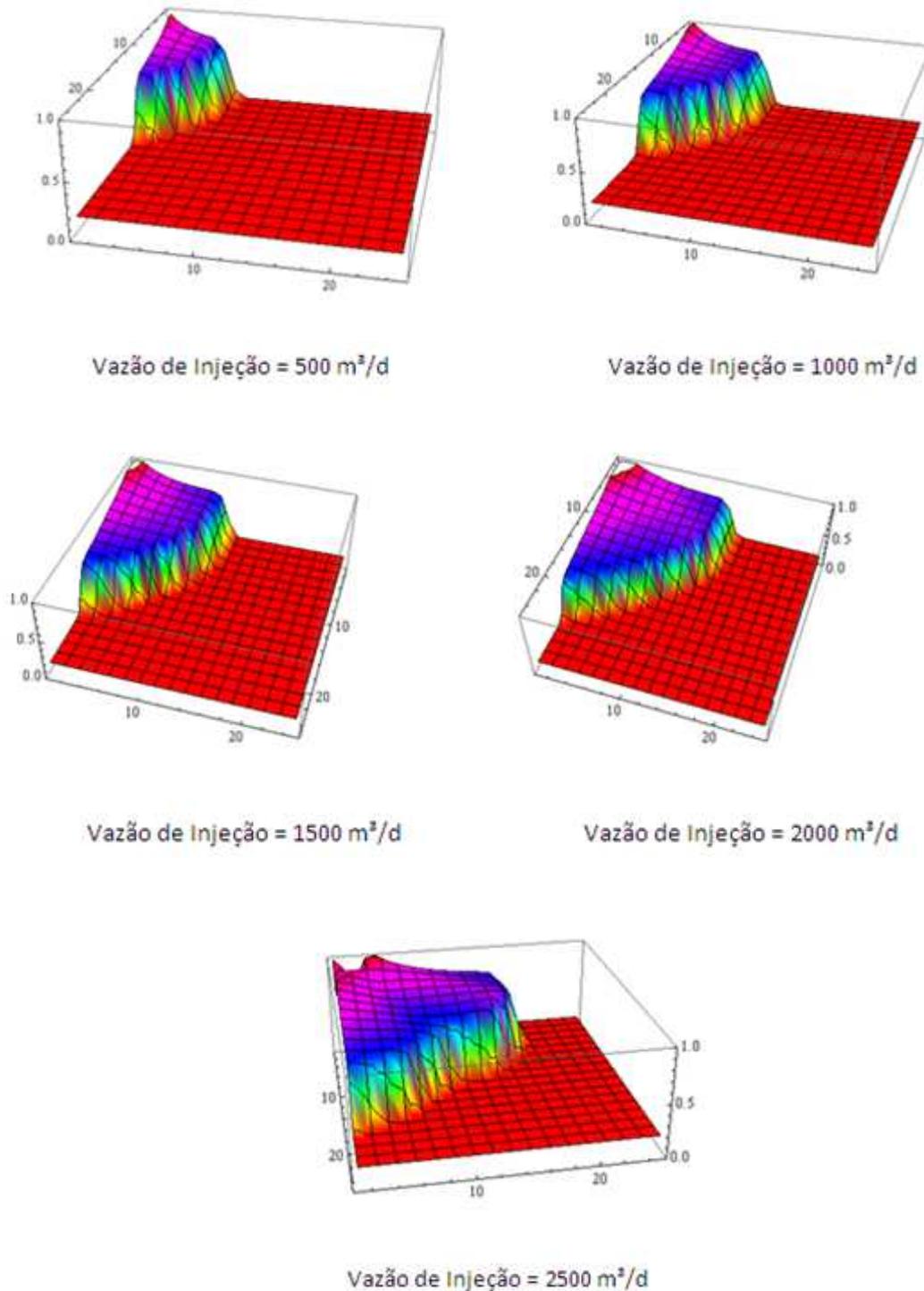


Figura 5.26. Saturações no Reservatório após 5 anos de Simulação

Uma última observação a ser feita trata-se das figuras apresentadas acima. Pode-se ressaltar que a quantidade de água injetada no reservatório determina o tamanho da frente de água, cujo objetivo é pressurizar o reservatório e conseqüentemente produzir maior quantidade de óleo. Portanto, vazões de injeção maiores propiciam maiores

frente de água e assim o volume de óleo recuperado é maior. Fato este confirmado pelos resultados apresentados acima.

5.4.2 Alternativa 2: Injeção de Água + Injeção de Calor

Nos últimos tempos, cada vez mais vem se desenvolvendo os métodos de recuperação híbridos, que combinam a recuperação secundária com a recuperação especial. Isto porque com a pratica notou-se que aplicá-las separadamente é menos eficiente do que em conjunto, já que o ganho de volume de óleo recuperado tende a ser maior. É neste ponto que agora iremos focar a análise dos resultados da simulação, mensurando qual o incremento da produção para as variações possíveis de uma vazão fixa de injeção de água + variações de “injeção de calor”.

O controle de poço utilizado nesta subseção está explicitado na tabela 5.10:

Tabela 5.10. Controle de poço para Injeção de água e calor

Tipo	Controle	Valor
Injetor	Vazão de Injeção água [m³/d]	1500
	Pressão de Injeção de água[bar]	350
	Vazão de “Injeção de Calor” [kW]	Variável
Produtor	Pressão de Fundo [bar]	80
	Vazão de Produção Máx. [m³/d]	3000

Mantendo a didática da seção anterior, apresenta-se na tabela 5.11 com os resultados advindos da simulação deste método de recuperação híbrido. Além do volume de óleo recuperado e do Fator de Recuperação, na tabela é apresentado também a diferença do volume de óleo produzido entre as simulações em que ocorreram injeção de calor mais água (1500 m³/d) e a simulação onde apenas foi aplicada a injeção de água.

Tabela 5.11. Resultados da Injeção de Água mais Calor

Injeção de Calor [kW]	Volume de Óleo Produzido [10^3 m^3]	Fator de Recuperação [%]	ΔN_p [m^3]
0	1848	12,79	-
1000	1852	12,82	3980
5000	1867	12,92	18970
10000	1885	13,05	36940
25000	1935	13,40	86980
50000	2010	13,91	161890
100000	2117930	14,66	269410

Apresenta-se abaixo o gráfico que compara o método híbrido, com diferentes valores de injeção de calor no poço e injeção fixa de água para com a produção apenas através da injeção de água.

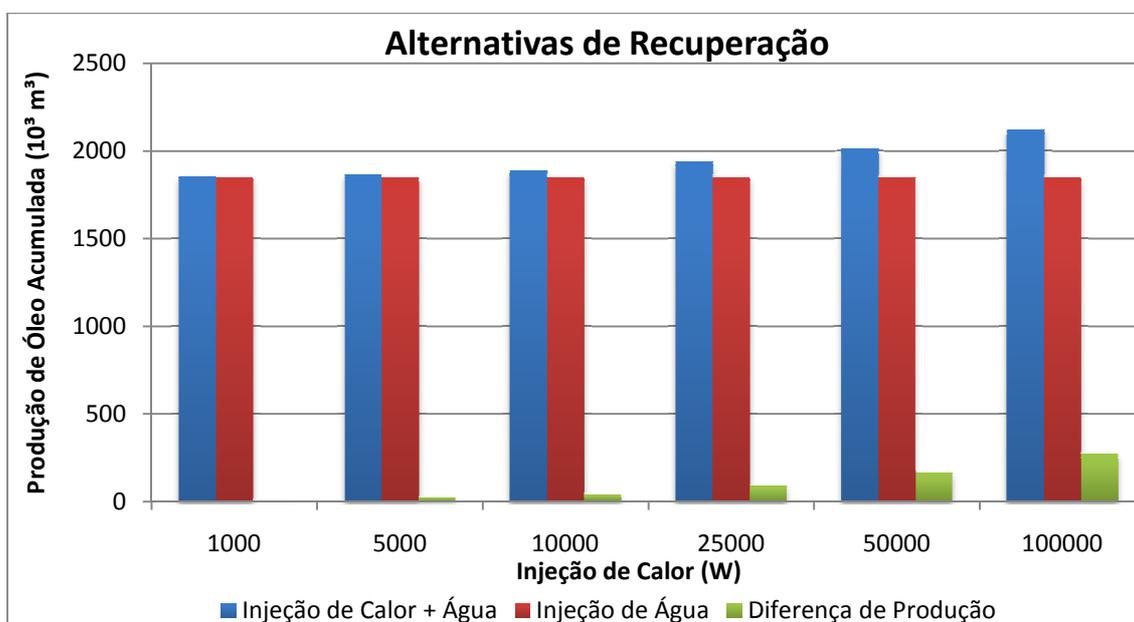


Figura 5.27. Gráfico das Diferenças de Produção alcançada pelas duas alternativas

A partir destes resultados, cumpre-se o objetivo principal deste projeto já que, nota-se que o efeito da injeção de calor no reservatório corrobora para um aumento da

produção de óleo, ao longo dos 5 anos de simulação e que quanto maior a quantidade de calor injetada, maior é o incremento do volume de óleo produzido. Como consequência o fator de recuperação com a aplicação do método híbrido também aumenta.

Uma última análise a ser realizada é verificar, de forma simples, a viabilidade do método. Tal verificação será feita mensurando se a quantidade de calor gerado com o incremento da produção é maior do que a injetada no reservatório.

Sabe-se que 1 barril de petróleo gera aproximadamente $6,9 * 10^9$ J de energia. Com estes dados em mãos, constrói-se a tabela abaixo. Utilizou-se a seguinte nomenclatura

IC – Injeção de Calor no Reservatório [W]

ΔNP – Diferença na Produção Acumulada de Óleo com injeção de água+calor e somente água [m^3]

$\Delta NP''$ – Diferença na Produção Acumulada de Óleo com injeção de água+calor e somente água [bbl]

EO – Energia Obtida com o $\Delta NP''$ [J]

EC – Consumo de Energia com a injeção de calor no reservatório nos 5 anos de simulação [J]

$\Delta E = (EO - EC)$ [J]

GP – Ganho real de produção com a injeção de calor + água [bbl]

GP'' – Ganho real de Produção com a injeção de calor + água [m^3]

Tabela 5.18. Ganho Real de Produção

IC [W]	ΔNP [m ³]	$\Delta NP''$ [m ³]	EO [10 ¹² J]	EC [10 ¹¹ J]	ΔE [10 ¹² J]	GP [bbi]	GP'' [m ³]
1000	3980	632,82	3,98	1,57	3,83	607,8	96,63
5000	18970	3016,23	19	7,88	18,21	2891,1	459,68
10000	36940	5873,46	37	15,76	35,42	5623,2	894,1
25000	86980	13829,82	87,12	39,42	83,18	13204	2100
50000	161890	25740,51	162,16	78,84	154,28	24489	3893,8
100000	269410	42836,19	270	157,6	254,1	40333	6413

Assim, através dos resultados mostrados de GP e GP'' a conclusão que se chega é que o método híbrido é viável de ser implementado, já que houve um ganho real da produção à partir da injeção de água + calor. O gráfico abaixo apresenta o balanço energético à partir da injeção e o respectivo ganho real na produção.

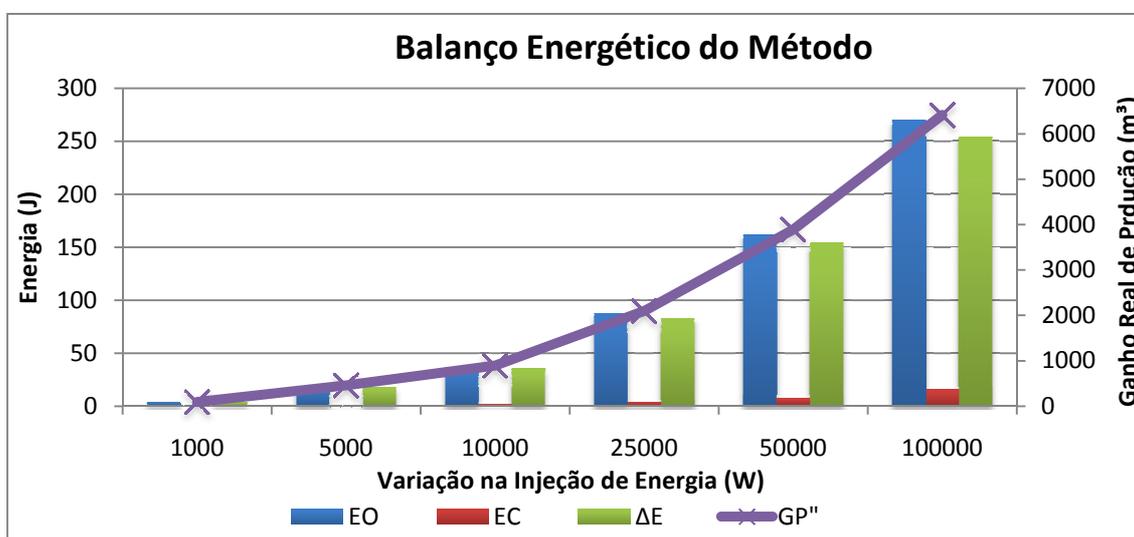


Figura 5.28. Gráfico do Balanço Energético do Método

Ao comparar as variações de injeção de calor no reservatório verifica-se que a curva de ganho real de produção cresce exponencialmente. Este resultado é esperado, visto que, o decréscimo da viscosidade aumenta a mobilidade do óleo e portanto, a produção.

5.5 Sumário

Este capítulo de estudo de caso e análise de resultados, iniciou-se abordando um procedimento muito comum no trabalho de um engenheiro de reservatório que é o “upscaling”. Assim, a análise de convergência do modelo implementado no Mathematica 7 foi feito variando o tamanho do grid de simulação e analisando três parâmetros principais: discrepância relativa, qualidade de resultado e tempo de simulação.

Após a escolha do grid foi feita a validação do modelo implementado no Mathematica 7.0, com as devidas considerações, a partir da elaboração do mesmo no Petrel 2009.1 e simulado no ECLIPSE 2009.1 ambos pertencentes à suíte da Schlumberger.

Já na terceira seção deste capítulo foram implementadas duas possibilidades de métodos de recuperação: a injeção de água e a injeção de água mais energia. Resultados como fator de recuperação e ganho real de produção foram verificados e constatou-se a coerência do programa com a prática da indústria.

6 Conclusões e Próximos Desafios

A simulação de reservatórios é sem dúvida um importante passo para a exploração de campos de petróleo. Analisar as viabilidades técnicas dos diversos métodos possíveis para a exploração de um determinado reservatório passa necessariamente por um aprofundado estudo do escoamento dos fluidos e este estudo tem sua base na simulação de reservatórios.

A dinâmica da indústria do petróleo está exigindo que as empresas a cada momento busquem alternativas capazes de aumentar de forma economicamente viável a produção. Métodos de recuperação avançada devem ser cada vez mais empregados nos mais diversos campos, visto que, são à partir deles que o incremento do fator de recuperação é possível.

O modelo proposto por este presente projeto mostrou resultados extremamente positivos no que diz respeito a aplicação de injeção de calor e água no reservatório desde o início da produção. Esta deve ser cada vez mais a tendência da exploração. Deixar de existir métodos, ditos de recuperação primária, secundária e terciária (avançada) e estes formarem combinações que maximizem a produção.

O pensamento em etapas distintas, a curto prazo, pode se mostrar vantajoso, já que, o aporte financeiro é menor. Entretanto, pensando em 20, 30 anos de produção, quando os métodos estão sendo aplicados juntos pode ocorrer um adiamento da depleção do reservatório e conseqüentemente uma extensão do “plateau” de produção.

É fato que há uma necessidade maior de estudos detalhados tanto técnicos quanto econômicos sobre o modelo implementado no Mathematica 7. Existem diversos desafios para a continuação deste projeto, como: reservatório anisotrópico, grid tri-dimensional, não estruturado e com a presença de falhas. Estes são alguns de muitos que vão surgir.

Este é o início de um trabalho. O modelo é coerente como pode se verificar e agora as sofisticações podem começar a ser feitas, já que, na Engenharia de Petróleo os aperfeiçoamentos devem ser diários, pois está se lidando com a matéria-prima que, ainda por muitos anos será o motor do crescimento econômico mundial.

7 Referências Bibliográficas

- [1] AKIN, S., **Mathematical modeling of steam-assisted gravity drainage**, *Computer & Geoscience* , v. 32, pp. 240-246, 2006
- [2] BABADAGLI, T., **Development of mature oil fields - a review**, *Journal of Petroleum Science & Engineering*, pp. 221-246, Canada, 2007
- [3] BARILLAS, J.L.M., DUTRA JR., T.V., MATTA, W., **Improved Oil Recovery Process for Heavy Oil: a Review** *Brazilian Journal of Petroleum and Gas*. v. 2, n. 1,p. 45-54, 2008.
- [4] CANBOLAT, S., AKIN, S., **A Study of Steam-Assisted Gravity Drainage Performance in the Presence of noncondensable Gases** , *SPE Journal*, SPE 75130, pp. 13-17, 2002.
- [5] COSTA, A. P. A., **Desenvolvimento de um simulador térmico para recuperação de petróleos viscosos via aquecimento eletromagnético**. Dissertação de mestrado Universidade Federal do Rio Grande do Norte, RN, 1998
- [6] DAMATA, W., **Récupération Assitée des Pétroles Visqueux par Ondes Electromagnétiques**. Tese de Doutorado, França, 1993
- [7] DAKE, L.P., **Fundamentals of Reservoir Engineering**. 1. ed. Amsterdam: Editora Elsevier, 1978
- [8] DERAHMAN, M.N., **In situ Combustion – A Thermal Method in Enhanced Oil Recovery**, *Petroleum Engineering Department*, 1989
- [9] ERTEKIN, T.; ABOU-KASSEM, J.H.; KING, G.R., **Basic Applied Reservoir Simulation** Texas, EUA, 2001
- [10] FAROUQ ALI, S. M., DIAS-MUNOZ, J., **Simulation of Cyclic Hot Water Stimulation fo Heavy Oil Wells** , *SPE Journal*, SPE 5668, 1975
- [11] IEA, 2010, **World Energy Outlook 2010**, *International Energy Agency*, Paris
- [12] LAKE, L.W., **Enhanced Oil Recovery**, *University of Texas at Austin, Prentice Hall*, Nova Jersey, 1989.
- [13] LITTMANN, W., KLEINITZ, W., **Late results of a polymer pilot test performance, simulation adsorption and xanthan stability in the reservoir**, *SPE Journal*, SPE 24120, 1992

- [14] MALISKA, C.M., **Transferência de Calor e Mecânica dos Fluidos Computacional**, Rio de Janeiro, BR, 1996
- [15] MANICHAND, R. N., **Análise do desempenho do aquecimento eletromagnético na recuperação de reservatórios de petróleo**, Dissertação de mestrado Universidade Federal do Rio Grande do Norte, RN, 2002.
- [16] MATTAX, C. C. and DALTON, R. L., **Reservoir Simulation**. *SPE Monograph Series*, Vol 13, *Society of Petroleum Engineers*, Texas, EUA, 1990
- [17] MENDONÇA, A. L., **Simulação Numérica de Escoamentos Incompressíveis Bifásicos de Fluidos Não-Newtonianos e Imiscíveis em Meios Porosos Via Método dos Elementos Finitos**, Tese de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, 2003.
- [18] MOCZYDLOWER, P., **Injeção de Vapor em Campos Terrestres incrementa recuperação de óleos pesados**, *conexão Pravap- Petrobras*, ano 6, n.23, Dez. 2005.
- [19] NAVIEIRA, I.P., **Simulação de Reservatórios de Petróleo utilizando o Método de Elementos Finitos para Recuperação de Campos Maduros e Marginais**, Dissertação de Pós-Graduação, Universidade Federal do Rio de Janeiro, RJ, 2007
- [20] NIELD, D.A.; BEJAN, A., **Mechanics of Fluid Flow through a Porous Medium**. **Springer Science**, Nova Iorque, EUA, 2006
- [21] PEACEMAN, D.W., **Fundamentals of Numerical Reservoir Simulation**, Amsterdam, *Elsevier Scientific Publishing Company*, 1977
- [22] QUEIROZ, G.O., **Otimização da Injeção Cíclica de Vapor em Reservatórios de Óleo Pesado**, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, RN, 2006
- [23] RODRIGUES, M.A.F., **Estudo Paramétrico da Segregação Gravitacional na Injeção Cíclica de Vapor**, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, RN, 2008
- [24] ROSA, A.J., CARVALHO, R. S., XAVIER, J.A.D., **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**, Editora Interciência, 2006
- [25] SERHAT, A.; BAGCI, S. **A laboratory study of single-well steam-assisted gravity drainage process**. *Journal of Petroleum Science & Engineering* 32, 23-33, 2001

[26] STANDING, M.B., **Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Systems**. *SPE of AIME*. Texa, EUA, 1981

[27] TABER, J.J., MARTIN, F.D., SERIGHT, R.S., 1996, **EOR Screening Criteria Revisited**, SPE/DOE 35385, apresentado no *SPE/DOE 10th Symposium on Improved Oil Recovered* realizado em Tulsa, Oklahoma, 21-24 de Abril, p. 387-415

[28] THOMAS, J. E., **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**, Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2001.

[29] <http://www.heavyoilinfo.com/recovery-methods/thermal>, acessado pela última vez em 20/02/2011 às 16 h.